

Projektbericht | Juni 2018

Low-Carbon Infrastructure NRW

Dekarbonisierungsstrategien und
-technologien für energieintensive
Industrien – Abschlussbericht

Projekt-Nr.: 151322

Autorinnen und Autoren:

Projektleitung:

Prof. Dr. Stefan Lechtenböhmer
Katharina Knoop

Bearbeitung:

Dr.-Ing. Karin Arnold
Tomke Janßen
Dr. Dagmar Kiyar
Dr. Georg Kobiela
Frank Merten
Helena Mölter
Arjuna Nebel
Clemens Schneider
Dietmar Schüwer
Ole Zelt
Dr. Daniel Vallentin
Dr. Peter Viebahn
Timon Wehnert
Christoph Zeiss

Dieser Bericht ist Ergebnis des Forschungsprojektes „Low-Carbon Infrastructure NRW: Deep Decarbonisation of Energy-Intensive Industries“.

Das diesem Bericht zugrunde liegende Forschungsvorhaben wurde im Auftrag der European Climate Foundation durchgeführt. Die Verantwortung für den Inhalt dieser Veröffentlichung liegt bei den Autorinnen und Autoren.

Bitte den Bericht folgendermaßen zitieren:

Wuppertal Institut (2018): Low-Carbon Infrastructure NRW:

Dekarbonisierungsstrategien und -technologien für energieintensive Industrien. Projektbericht. Wuppertal.

Projektlaufzeit: Juni 2017–April 2018

Impressum

Herausgeber:

Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH
Döppersberg 19
42103 Wuppertal
www.wupperinst.org

Ansprechpartner:

Prof. Dr. Stefan Lechtenböhmer
Zukünftige Energie- und Mobilitätsstrukturen
Tel.: +49 202 2429-216
stefan.lechtenboehmer@wupperinst.org

Inhaltsverzeichnis

Inhaltsverzeichnis	4
Tabellenverzeichnis	6
Abbildungsverzeichnis	7
Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen	8
Einheiten und Symbole	9
Einleitung	10
1 Arbeitspakete	12
1.1 Dekarbonisierungsstrategien und -technologien für energieintensive Industrien	12
1.1.1 LCBTT für die Stahlbranche	13
1.1.2 LCBTT für die Aluminiumbranche	15
1.1.3 LCBTT für die Chemiebranche	16
1.1.4 LCBTT für die Zementbranche	18
1.2 Low Carbon Infrastrukturen in Nordrhein-Westfalen	21
1.2.1 Elektrische Energieübertragung	21
1.2.2 Gasförmige Energieträger	22
1.2.3 Wärme und Kälte	24
1.2.4 Flüssige Grund- und Brennstoffe	25
1.3 Szenarien zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie in Nordrhein-Westfalen	27
1.3.1 Einleitung	27
1.3.2 Systemausschnitt und Ableitung von Dekarbonisierungsstrategien	27
1.3.3 Kohlenstoffbilanz	36
1.3.4 Auswirkungen auf das Energiesystem und die Infrastruktur	38
1.3.5 Netto-Energieflüsse	38
1.3.6 Geographische Aspekte	42
1.3.7 Szenarien und bestehende Assets	48
1.3.8 Schlussfolgerungen	49
1.3.9 Anhang zu den Szenarien	51
1.4 Identifizierung und Diskussion des verbleibenden Bedarfes für iCCS	55
1.4.1 Zielsetzung	55
1.4.2 Rahmen für eine integrierte Bewertung	56
1.4.3 Vorgehensweise	58
1.4.4 Bewertungskriterien	59
1.4.5 Gesamtbewertung und Umsetzungsplanung	73
1.5 Anforderungen an eine Ko-Evolution einer CO ₂ -armen Industrie und der dafür notwendigen Infrastruktur	77
1.5.1 Herausforderungen	77
1.5.2 Liste der Technologien und Infrastrukturen	77
1.5.3 Methode	78
1.5.4 Zentrale Ergebnisse der Workshopdiskussion	80

2	Literaturverzeichnis	86
3	Anhang	97
3.1	Elektrische Energieübertragung	97
3.1.1	<i>Transportnetz</i>	97
3.1.2	<i>Verteilnetz</i>	101
3.1.3	<i>Grenzkuppelstellen</i>	103
3.2	Gasförmige Energieträger	105
3.2.1	<i>Erdgas: Transport- und Ortsnetz</i>	105
3.2.2	<i>Erdgas: Speicher</i>	107
3.2.3	<i>Wasserstoff: Transportnetz</i>	109
3.2.4	<i>Wasserstoff: Speicher</i>	112
3.2.5	<i>CO₂-Transportnetz</i>	114
3.3	Wärme	116
3.3.1	<i>Wärme- und Kältenetze</i>	116
3.3.2	<i>Zentrale Großwärmespeicher</i>	120
3.4	Flüssige Grund- und Brennstoffe	124
3.4.1	<i>Rohstoffpipelinesnetz</i>	124
3.4.2	<i>Zwischenprodukte-Pipelines</i>	126
3.4.3	<i>Methanol-Pipelines</i>	128

Tabellenverzeichnis

Tabelle 1	Übersicht über die betrachteten Low Carbon Technologien-----	12
Tabelle 2	Übersicht über die betrachteten Low Carbon Infrastrukturen -----	21
Tabelle 3	In der Modellierung explizit abgebildete Produktionsprozesse-----	31
Tabelle 4	Matrix der in den Szenarien abgebildeten Technologien -----	33
Tabelle 5	Auswirkungen der Szenarien auf bestehende Assets der Branchen -----	48
Tabelle 6	Gemeinsam für alle drei Szenarien verwendete Aktivitätskennzahlen-----	51
Tabelle 7	Parameter der Modellierung im Szenario iCCS-----	52
Tabelle 8	Parameter der Modellierung im Szenario P2X -----	53
Tabelle 9	Parameter der Modellierung im Szenario all-electric -----	54
Tabelle 10	Kriterienfächer zur Durchführung einer multikriteriellen Bewertung -----	57
Tabelle 11	Übersicht der konservativen Kapazitätsabschätzungen zur CO ₂ -Ablagerung der deutschen Nachbarländer im Vergleich mit den Emissionen aus großen Punktquellen -----	64
Tabelle 12	Übersicht über die in den Szenarien eingesetzten Technologien und deren technologische Verfügbarkeit-----	78

Abbildungsverzeichnis

Abbildung 1	Der (technologische) Möglichkeitsraum für eine LC Industrie-----	28
Abbildung 2	Räumliche Aspekte der energieintensiven Grundstoffindustrien in Deutschland und NRW-----	30
Abbildung 3	Kohlenstoffbilanzen der drei untersuchten Systemen (Jahresflüsse) -----	37
Abbildung 4 (a-d)	Primärenergiebilanz NRW und resultierende jährliche Energieträgerimportströme gegenüber heute -----	40
Abbildung 5	Bestehende NRW-Pipeline-Infrastruktur und Industrie-Standorte-----	43
Abbildung 6	Zu entwickelnde Infrastrukturen im iCCS-Szenario -----	44
Abbildung 7	Zu entwickelnde Infrastrukturen im P2X-Szenario -----	45
Abbildung 8	Zu entwickelnde Infrastrukturen im all-electric-Szenario -----	46
Abbildung 9	Ausgewählte Kriterien für eine multikriterielle Bewertung von iCCS-----	58
Abbildung 10	Abschätzungen der CO ₂ -Ablagerungskapazität für Deutschland -----	63
Abbildung 11	Einteilung der Objekte in Lagerstättenklassen in NRW auf Grund der Lagerstättenkapazitäten mit 50 %iger Wahrscheinlichkeit -----	65
Abbildung 12	Grafische Ergebnisdokumentation der Diskussion zum Szenario Strom aus dem Workshop Ko-Evolution vom 06.03.2018-----	79
Abbildung 13	Grafische Darstellung der zentralen Ergebnisse zum Szenario "Strom" -----	80
Abbildung 14	Grafische Darstellung der zentralen Ergebnisse zum Szenario "CCS" -----	82
Abbildung 15	Grafische Darstellung der zentralen Ergebnisse zum Szenario "Syn. Import" -----	84
Abbildung 16:	Deutsches Höchstspannungsnetz-----	100

Verzeichnis von Abkürzungen, Einheiten und Symbolen

Abkürzungen

AC	Wechselspannung
ARG	Äthylen-Rohrleitungsgesellschaft
BECCS	Bioenergy with Carbon Capture and Storage
BeNeLux	Belgium-Netherlands-Luxembourg
BEV	Batterieelektrisches Fahrzeug (Battery Electric Vehicle)
BGR	Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe
BMBF	Bundesministerium für Bildung und Forschung
BMVI	Bundesministerium für Verkehr und digitale Infrastruktur
BMWi	Bundesministerium für Wirtschaft und Energie
BtL	Biomass-to-Liquid
BVT	Best-Verfügbare Technologie
BY2DG	Beyond two degrees scenario
CCS	Carbon Capture and Storage
CCU	Carbon capture and Utilisation
COP 21	Conference of the Parties
CtL	Coal-to-Liquid
DC	Gleichspannung
DRI	Direct Reduced Iron
EBS	Ersatzbrennstoff
EOR	Enhanced Oil Recovery
GtL	Gas-to-Liquid
HGÜ	Hochspannungs-Gleichstrom-Übertragung
ICE	Internal Combustion Engine
IEA	International Energy Agency
IPCC	Intergovernmental Panel on Climate Change
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung
LCOE	Levelised Cost of Electricity
Lkw	Lastkraftwagen
MCA	multicriteria analysis
MTO	Methanol-to-Olefines
NGO	Nicht-Regierungsorganisationen
NTC	Net Transfer Capacity
NWO	Nord-West-Oelleitung
P2C	Power-to-Chemicals
P2X	Power-to-X
Pkw	Personenkraftwagen
PtH	Power-to-Heat
RMR	Rhein- Main-Rohrleitungstransportgesellschaft
RRP	Rotterdam-Rhein-Pipeline
SDG	Sustainable Development Goals
TGR	Top Gas Recycling
THG	Treibhausgas
TRL	Technology-Readiness-Level
UBA	Umweltbundesamt
WBCSD	World Business Council for Sustainable Development

Einheiten und Symbole

%	Prozent
€	Euro
°C	Grad Celsius
a	annum / Jahr
Co	Kohlenstoffmonoxid
CO ₂	Kohlenstoffdioxid
CO ₂ -Äq.	Kohlenstoffdioxid-Äquivalente
ct	Cent
Gt	Gigatonne
h	Stunde
H ₂	Wasserstoff
H ₂ O	Wasser
kg	Kilogramm
km	Kilometer
kt	Kilotonne
kWh	Kilowattstunde
kWh _{el}	Kilowattstunde-elektrisch
m	Milli
Mio.	Million
MPa	Mega-Pascal
Mrd.	Milliarde
Mt	Megatonne
Nm ³	Normkubikmeter
t	Tonne
TWh	Terrawattstunde

Einleitung

Auf der Weltklimakonferenz im Dezember 2015 in Paris (COP 21) wurde das Erreichen der Klimaneutralität spätestens in der zweiten Hälfte des Jahrhunderts als Ziel festgelegt. Setzt man nicht großmaßstäblich auf Technologien der CO₂-Abtrennung und Speicherung, bedeutet dies nichts anderes als eine sukzessive Umstellung des Energiesystems auf erneuerbare Energien. Mit der Zielsetzung die CO₂-Emissionen bis zum Jahr 2050 um 80 bis 95 % (gegenüber dem Bezugsjahr 1990) zu reduzieren, haben die EU, Deutschland und auch NRW bereits wichtige Weichenstellungen in diese Richtung gestellt. Mit dem Klimaschutzgesetz NRW aus dem Jahr 2013 ist das Land einen weiteren Schritt gegangen und hat die langfristig angestrebten Klimaschutzziele auch rechtlich fixiert.

Die energieintensive Industrie muss sich diesen Anforderungen national wie international stellen. Dabei werden sich vor allem die Unternehmen gut positionieren können, die sich pro-aktiv auf die steigenden Anforderungen einstellen und Klimaschutzmaßnahmen mit einer Verbesserung der Kostenstrukturen insbesondere aber der Innovation von Produkten und Prozessen verbinden. Das Projekt „Low-Carbon Infrastructure NRW: Deep Decarbonisation of Energy-Intensive Industries“ setzt hier an. Ziel ist die Identifikation und Analyse der Anforderungen an die energieintensive Wirtschaft und den Standort NRW im Übergang zu einem weitgehend auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem der Zukunft mit einem Schwerpunkt auf der Betrachtung der Infrastruktursysteme. Die Rolle der für die energieintensive Industrie wichtigen Infrastrukturen wird sich unter diesen Voraussetzungen deutlich wandeln. Je nach Technologiepfad müssen die Anforderungen an das Strom- und Gasnetz neu definiert werden, neue Infrastrukturen wie zum Beispiel reine Wasserstoffnetze oder weitergehende CO₂-Pipelines sind vorstellbar. Ob und wie sich diese Infrastrukturen weiterentwickeln hängt aber entscheidend von den Technologien und Prozessen ab, die in der energieintensiven Industrie in NRW unter den Vorgaben der Klimaschutzziele bis 2050 genutzt werden. Daher werden in diesem Projekt mögliche generische, d. h. möglichst weit auseinanderliegende Zielzustände für die energieintensive Industrie definiert und deren Auswirkungen auf die jeweiligen Infrastrukturen untersucht. Ausgehend von diesen Vorstellungen wird eine gemeinsame Entwicklung von Technologien und Infrastrukturen in der zeitlichen Abfolge betrachtet und mögliche Wirkzusammenhänge herausgearbeitet. Ein besonderes Augenmerk gilt in dem Projekt dem industriellen CCS und den dafür nötigen Infrastrukturen, da es sich hier um eine noch wenig untersuchte technologische Option zur Beibehaltung von Verfahren mit prozessbedingten Emissionen handelt.

Für die zuvor beschriebenen Herausforderungen der schrittweisen Emissionsminderung des Energiesystems sind Innovationen auf verschiedenen Ebenen notwendig. Wie sowohl Arbeiten des Weltklimarates (IPCC) und der Internationalen Energieagentur für die globale Ebene als auch Analysen für Deutschland und für NRW im Rahmen des Klimaschutzplanprozesses und des nachfolgenden Dialogprozesses mit der Industrie (vgl. Lechtenböhmer et al. 2015b) zeigen, lassen sich drei maßgebliche Bereiche unterscheiden:

■ neue innovative (Break-through-)Technologien (Low-Carbon-Technologien),

da eine weitgehende Emissionsminderung mit den bisher vorhandenen Technologien in der energieintensiven Industrie nicht möglich sein wird. Erforderlich sind zum einen umfangreiche, z. T. auch radikale (Break-through-)Innovationen, z. B. die Nutzung von regenerativem Wasserstoff in Produktionsprozessen, die Entwicklung von neuen Produkten wie Low-Carbon-Zemente oder die verstärkte Nutzung elektrochemischer und/oder biotechnologischer Verfahren. Zum anderen ist eine umfassende Steigerung der Materialeffizienz über die kompletten Wertschöpfungsketten hinweg nötig (vgl. Allwood et al. 2012).

■ neue innovative Kooperationsansätze,

da die Emissionsminderung in der energieintensiven Industrie keine Aufgabe ist, die von einem Unternehmen allein realisiert werden kann weil die technischen und ökonomischen Herausforderungen der produzierenden Industrien als besonders hoch gelten können (vgl. Dewald und Achternbosch 2016). Als ein möglicher Ansatzpunkt kann ein branchenübergreifender, speziell auf Netzwirkbildung für tiefgreifende Innovationen im Bereich der CO₂-Minderung und Clusterbildung zielender Ansatz gesehen werden, der hilft Synergieeffekte zwischen den Unternehmen und Branchen auszuschöpfen und auch Infrastrukturanforderungen gemeinschaftlich anzugehen. Dabei sollten neben den produzierenden Unternehmen selbst v. a. auch die (vielfach kleinen und mittelständischen) Unternehmen des Maschinen- und Anlagenbaus integrativ einbezogen werden, da diese vielfach wichtige Innovationsmotoren sowie technologische Kompetenzträger sind.

■ eine neue innovative Standortpolitik,

da die globale Konkurrenz u. a. aufgrund starker Preiskonkurrenz sowie z. T. hoher Kostenvorteile bei Rohstoffen und Energie den Standort NRW vor große Herausforderungen stellt. Die Weiterentwicklung hochinnovativer Wertschöpfungsketten rund um kohlenstoffärmere Grundstoffe sowie High-Tech-Materialien in NRW kann eine zentrale Strategie sein, Akteuren am Standort NRW zu einem Innovationsvorsprung in diesem zentralen Innovationsfeld zu verhelfen und so zur Sicherung von Arbeitsplätzen, Steuereinnahmen und der Attraktivität der Region für Fachkräfte, aber auch zum Klimaschutz in NRW und global beizutragen.

Welche Anforderungen auf die energieintensive Wirtschaft und den Standort NRW in diesen Bereichen im Detail zukommen, wird im Rahmen des Projektberichtes detailliert untersucht

1 Arbeitspakete

1.1 Dekarbonisierungsstrategien und -technologien für energieintensive Industrien

Die in Kapitel 1.3 ausgewählten Szenarien bilden den Rahmen für die Auswahl der zu betrachtenden Technologien für eine dekarbonisierte Grundstoffindustrie in Nordrhein-Westfalen. Auswahlkriterien waren dass die zu betrachtenden Technologien eine schon heute in Nordrhein-Westfalen vorhandene Technologie ersetzen oder zur Beibehaltung der entsprechenden Produktlinie beitragen. Ziel der Betrachtung warne die zentralen Branchen der energieintensiven Grundstoffwirtschaft in Nordrhein-Westfalen. Daher wurden Prozesse in der Stahlbranche, bei der Zementherstellung, in der Chemiebranche und bei der Aluminiumherstellung untersucht. Ein weiteres Element war die Frage, ob der Einsatz dieser Technologien in einer Gesamtsystembetrachtung auf Basis der Zielszenarien aus heutiger Sicht vorstellbar ist. Folgende Technologien wurden daher genauer betrachtet und beschrieben:

Tabelle 1 Übersicht über die betrachteten Low Carbon Technologien

Branche	Technologie
Stahlerzeugung	Primärstahl durch alkalische Eisenelektrolyse
	Direktreduktion mit Wasserstoff
	Elektrostahl per Lichtbogen- oder Induktionsofen
	Schmelzreduktion mit Kohle (und optional CCS/CCU)
	Hochofen mit CCS
Aluminiumherstellung	HISarna® mit CCS
	Flexibilisierung der Elektrolyse zur Herstellung von Primäraluminium
	Power-to-Heat als Option beim Schmelzen und Erwärmen
	Carbon Capture am Steam Cracker
	Änderung des Ausgangsmaterials (Edukt) am Steam Cracker
Chemiebranche	Ablösung der Olefinproduktion im Steam Cracker durch andere Verfahren, z. B. auf Basis Methanol (MTO)
	Nutzung von Membranverfahren zur Stofftrennung statt thermischer Trennverfahren
	Power-to-Heat mit dem Schwerpunkt auf die Dampferzeugung
	Wasserstoff aus Elektrolyse als Edukt statt Steam Reforming bzw. partielle Oxidation
	CO ₂ -Capture Post-Combustion (Aminwäsche-Nachrüstung an konventionellen Zementöfen)
Zementherstellung	CO ₂ -Capture Oxyfuel (Ofenneubau)
	Elektrifizierung des Wärmeeintrags (PtH) im Sinterprozess und/oder bei der Kalzinierung
	Synergetische Konzepte: Oxyfuel-Verfahren & PtG
	Alternative Zemente (Klinkersubstitute)

Quelle: Wuppertal Institut

Der Einsatz der einzelnen Technologien wird im Kapitel 1.3 dargestellt.

1.1.1 LCBTT für die Stahlbranche

1.1.1.1 *Primärstahl durch alkalische Eisenelektrolyse*

Die alkalische Eisenelektrolyse mit in Natronlauge gelöstem Eisenerz bei einer Prozesstemperatur von 110 °C (Electrowinning) ermöglicht die Reduktion von Eisenerzen zu Roheisen unter Verzicht auf kohlenstoffhaltige Reduktionsmittel. Das Verfahren verspricht eine deutliche Steigerung der Energieeffizienz gegenüber der Hochofen-Konverter-Route. Zudem kann die alkalische Eisenelektrolyse in Abhängigkeit vom genutzten Strom CO₂-frei sein (vgl. European Commission 2016 S. 5; vgl. Fishedick et al. 2014a S. 565). Neben der Erzeugung mit Eisenerzen unterschiedlicher Qualitäten kann die alkalische Eisenelektrolyse eingesetzt werden, um etwa eisen- und titanhaltiges Restmaterial (red slurry) aus dem Bayer-Prozess zur Aluminiumerzeugung sowie solches aus anderen metallurgischen Prozessen zu verwerten.

1.1.1.2 *Direktreduktion mit Wasserstoff*

Bei der Direktreduktion von speziell entwickelten Eisenerzpellets mit H₂ wird bei Temperaturen unter denjenigen im Hochofen das Erz in festem Zustand reduziert. Hierbei entsteht Eisenschwamm (Direct Reduced Iron DRI) sowie als Nebenprodukt Wasser. Der Eisenschwamm kann anschließend in einem Schmelzofen zu Stahl veredelt werden, woran sich die übliche Weiterverarbeitung anschließt. Das Ausmaß der CO₂-Minderung durch die Direktreduktion mit H₂ ist abhängig von der H₂-Vorkette. Im günstigsten Fall wird das H₂ mittels regenerativem Strom erzeugt, was bezüglich der Dekarbonisierung bei einer Reduktion der CO₂-Emissionen gegenüber der Hochofen-Konverter-Route um 100 % einen Durchbruch darstellt (vgl. Fishedick et al. 2014a S. 565).

1.1.1.3 *Elektrostahl per Lichtbogen- oder Induktionsofen*

Neben der Hochofen-Konverter-Route stellt das Elektrostahlverfahren mittels Lichtbogen- oder Induktionsofen das derzeit gängigste Verfahren zur Rohstahlerzeugung dar. Einsatzstoffe sind vor allem Schrott und Eisenschwamm sowie Roheisen aus konventionellen Hochöfen. Dabei sind in Abhängigkeit von der Zusammensetzung des verfügbaren Schrotts nicht alle in gewünschter Weise legierten Stahlqualitäten herstellbar. Zugleich werden durch das Schrottreycling wichtige Legierungselemente rohstofflich gesichert. Das Elektrostahlverfahren erfordert den Einsatz erheblicher Strommengen, die durch die Zugabe von nicht erhitzten Einsatzstoffen (Schrott, Eisenschwamm) in der Chargenproduktion sowie prozesstypisch starken Schwankungen unterliegen. Schließlich findet gegenwärtig auch bei der Produktion von Elektrostahl eine Zufeuerung mittels Erdgas im Umfang von rund 20 % des gesamten Energieeinsatzes statt und werden pro Tonne Elektrostahl 4,4 kg Kohlenstaub zwecks Bildung der prozessverbessernden Schaumschlacke beigegeben, worauf entsprechende CO₂ Emissionen (47 kg je t Stahl) entfallen.

Im Falle des Lichtbogenofens wird durch das Anlegen einer Spannung zwischen dem Schmelztiegel und über dem Schmelzgut befindlichen Graphit-Elektroden ein Lichtbogen erzeugt, der das Schmelzgut aufheizt. Beim Induktionsofen bewirken dagegen Ströme durch Wicklungen um den Schmelztiegel Wirbelströme, die das Schmelzgut erhitzen. Der Induktionsofen weist gegenüber dem Lichtbogenofen eine bessere Materialeffizienz auf und vermeidet die CO₂-Emissionen aus dem Abbrand der Graphit-Elektroden.

Als weiteres denkbares Verfahren wird die Ergänzung eines Lichtbogenofens um eine Aufheizereinheit per Mikrowellenstrahlung diskutiert, da Eisenerz und Kohle Mikrowellen sehr gut absorbieren und so das eigentlich auf die Verwertung von Schrott fokussierte Elektrostahlverfahren integriert auch für die Roheisenerzeugung mit Erzen verwendet werden könnte.

1.1.1.4 Schmelzreduktion mit Kohle (und optional CCS/CCU)

Bei der Schmelzreduktion werden die geschmolzenen Erze zu Eisenschwamm reduziert und anschließend unter Zugabe von Kohle und Sauerstoff zu Roheisen weiterverarbeitet. Ein wesentlicher Vorteil der Schmelzreduktion liegt in der Minderung der Emission klassischer Luftschadstoffe, wohingegen sich bei den CO₂-Emissionen keine Verbesserungen ergeben.

1.1.1.5 Hochofen mit CCS

Bei der konventionellen CO₂-intensiven Hochofen-Konverter-Route wird Eisenerz mit Koks-kohle im Hochofen zu Roheisen reduziert und anschließend in einem Sauerstoffblaskonverter zu Stahl veredelt. Ohne Kohlenstoff kann diese Art der Reduktion nicht stattfinden und daher geht es bei der Dekarbonisierung dieser Route der Roheisen- und Stahlerzeugung darum, die Effizienz der Kohlenstoffverwendung bei der Reduktion zu steigern sowie das Reaktionsprodukt CO₂ abzutrennen und dauerhaft einzulagern. Hierzu dienen die Hochofengas-Rezyklierung (Top Gas Recycling TGR) sowie CCS-Technologien zur Abtrennung und Einlagerung des CO₂.

Integrierte Hüttenwerke kombinieren die Prozesse der Verkokung von Koks-kohle (Kokerei) und der Reduktion von Erzen im Hochofen, wobei die jeweiligen gasförmigen Reaktionsprodukte im Verbund optimal genutzt werden können. Große integrierte Hüttenwerke erzeugen somit ein erhebliches Aufkommen an relativ reinem CO₂.

Für die Abtrennung und Einlagerung von CO₂ (CCS) ist die Kombination des Hochofens mit einer Anlage zur Rezyklierung von Hochofengasen sinnvoll (TGR). Dabei werden zunächst CO und H₂ abgetrennt, die dem Hochofen wieder zugeführt werden und so für die Reduktion von Erzen zur Verfügung stehen (vgl. European Commission 2016 S. 5; vgl. Fishedick et al. 2014a S. 565). Damit steigt zugleich der CO₂-Gehalt in den verbleibenden Abgasen für dessen Abtrennung.

Mittels TGR und CCS lassen sich durchaus ambitionierte CO₂-Minderungen bei der Hochofen-Konverter-Route umsetzen. Bei CCS wird das abgetrennte CO₂ in eine geologisch geeignete Formation eingebracht. Hierbei standen bislang Aquifere sowie Öl- und Gaslagerstätten im Vordergrund des Interesses. Die langfristige Sicherheit der Einlagerung ist aber neueren Erkenntnissen aus Island zufolge durch dessen Mineralisation in Basaltformationen größer (vgl. Snæbjörnsdóttir und Gislason 2016).

1.1.1.6 HISarna® mit CCS

Beim HISarna®-Verfahren handelt es sich um eine Fortentwicklung der HIs-melt-Technologie. Das Verfahren kombiniert die Kohle-Vorheizung und partielle Pyrolyse in einem Reaktor mit einem Zyklon-Konverter-Ofen (vgl. Quader et al. 2016 S. 543; vgl. Quader, M. Abdul et al. 2015 S. 605). Der Zyklon-Konverter-Ofen wird von oben mit Eisenerz befüllt. Das Eisenerz wird im oberen Bereich des Konverterofens verflüssigt und partiell reduziert und im unteren Bereich mit Kohlenstaub versetzt und

vollständig zu Roheisen reduziert. Durch den Verzicht auf die Verarbeitung von Kohle zu Koks und die Vorbehandlung von Eisenerz wird die Energieeffizienz gesteigert und die CO₂-Emissionen werden so um rd. 20 % abgesenkt (vgl. Burchart et al. 2015 S. 120). Das HISarna®-Verfahren eignet sich wegen des relativ reinen CO₂-Abgasstroms (N₂-frei) besonders für die Kombination mit CCS und so lassen sich ambitionierte CO₂-Minderungen (80 %) umsetzen. Zudem können mindere Qualitäten von Erz und Kohle verarbeitet werden. Dem Erz können bis zu 50 % Schrott beigemischt werden.

1.1.2 LCBTT für die Aluminiumbranche

1.1.2.1 *Flexibilisierung der Elektrolyse zur Herstellung von Primäraluminium*

Die Elektrolyseöfen werden üblicherweise unter möglichst konstanten Prozessbedingungen betrieben, da sie sensibel auf Änderungen der Betriebsstromstärke reagieren. Durch Umrüstung der Elektrolysesysteme soll zukünftig eine **flexiblere Betriebsweise** und damit eine flexiblere Lastabnahme ermöglicht werden. In Abhängigkeit des Stromeintrages ändert sich sowohl der Wärmehaushalt als auch die Stärke des Magnetfeldes im Elektrolyseprozess. Erstes soll durch die Nachrüstung von Wärmetauschern (sogenannter Shell-Heat-Exchanger), zweites durch zusätzliche Stromschienen zur Magnetfeldkompensation beherrschbar werden. Durch die flexiblere Fahrweise sollen neben höheren Lastreduktions- und Erhöhungsanteilen auch deutlich längere Verschiebedauern als in der bisher angewandten Lastflexibilisierung der Aluminiumelektrolyse möglich werden. Die so entstehende „virtuelle Batterie“, die bei flächendeckendem Einsatz der Aluminiumelektrolyse in Deutschland eine Speicherkapazität von ca. 13 GWh bei einer Speicherleistung von 275 MW erreichen könnte (vgl. Hauck 2017), soll zu einer effizienten und kostengünstigen Integration hoher Anteile fluktuierender erneuerbarer Stromeinspeiser und damit einer Minderung der THG-Emissionen beitragen.

1.1.2.2 *Power-to-Heat als Option beim Schmelzen und Erwärmen*

Bei der Produktion von Sekundäraluminium wird Aluminiumschrott neu verarbeitet. Die energieaufwendige Elektrolyse ist im Gegensatz zur Primäraluminiumproduktion nicht notwendig. Das Material wird bei ca. 700 °C neu eingeschmolzen, wobei für eine Tonne etwa 650 kWh Energie aufgewendet werden müssen (vgl. Jaroni und Friedrich o. J.; vgl. Lechtenböhmer et al. 2015a).

Aufbauend auf das Schmelzen des Aluminiums gibt es zahlreiche Weiterverarbeitungsprozesse und Prozessschritte, die ebenfalls eine Erwärmung – wenn auch auf ein niedrigeres Temperaturniveau – benötigen.

Warmwalzen ist eines der Umformverfahren, das sich dem Urformen (Blockguss od. Strangguss) anschließt. Kriterium für den Warmwalzprozess ist, dass die Umformtemperatur oberhalb der Rekristallationstemperatur liegt. Hierfür wird das im Vormateriallager erkaltete Walzgut wieder auf Temperaturen von etwa 300 bis 620 °C in Wiedererwärmungsöfen erwärmt und im Walzspalt durch Druck auf die vorgegebene Dicke reduziert.

Ein weiterer Wärmeprozess der Aluminiumverarbeitung ist das Erwärmen von Aluminiumstangen. Auf Grund von vielfältiger Einsatzgutabmessungen, Materialzu-

sammensetzungen und unterschiedlicher Chargengrößen müssen die dafür genutzten Öfen möglichst variabel sein.

Die eingesetzten Öfen, sowohl für das Schmelzen, als auch verschiedene Weiterverarbeitungsprozesse nutzen aktuell in der Regel Gas als Brennstoff, wobei auch elektrisch betriebene Induktionsöfen technologisch verfügbar sind.

1.1.3 LCBTT für die Chemiebranche

1.1.3.1 *Carbon Capture am Steam Cracker*

Steam Cracker werden zumeist dazu verwendet um große Mengen Naphtha durch schlagartige Erhitzung zu spalten. Unter den kürzerkettigen Kohlenwasserstoff-Produkten befinden sich auch ökonomisch niederwertige Brenngase (Nebenprodukt), welche als Brennstoffe für den Hochofen Verwendung finden. Durch die Verbrennung entsteht Kohlenstoffdioxid. Auch wenn das Abgas qualitativ wenig CO₂ (hoher Wasserstoffgehalt) gegenüber beispielsweise der Verbrennung von Erdöl freisetzt, so stellt der Steam Cracker als Einzeltechnologie den größten CO₂-Emittenten in der Chemieindustrie dar. Aktuell sind die Post-Combustion-Verfahren (chemische Filterung oder Wäsche nach dem eigentlichen Verbrennungsprozess) und die Pre-Combustion-Verfahren (basiert auf dem Prinzip der physikalischen Absorption) die vielversprechendsten CCS-Optionen. Vor allen Dingen die Aminwäsche (Post-Combustion), welche schon heute in einigen (wenigen) Prozessen der Chemieindustrie kommerzielle Anwendung findet, gilt anhand der möglichen hohen Durchsatzmenge, des hohen Abscheidegrads und der möglichen Nachrüstbarkeit bestehender Anlagen als vielversprechend (vgl. Markewitz et al. 2017; vgl. Schneider und Schüwer 2017).

1.1.3.2 *Änderung des Ausgangsmaterials (Edukt) am Steam Cracker*

Neben Erdöl als Rohstoffbasis für synthetische Kraftstoffe kann auch mittels GtL (Gas-to-Liquid) Erdgas, CtL (Coal-to-Liquid) Kohle und BtL (Biomass-to-Liquid) Biomasse genutzt werden. Die Vergasung von Kohle und Gas wurden vor allen Dingen dann genutzt, wenn Erdöl knapp war, z. B. zur Zeiten des Nationalsozialismus in D (CtL) und zur Zeiten der Apartheid in Südafrika (CtL und GtL). Das bekannteste und älteste Verfahren ist die Fischer-Tropsch-Synthese, in welcher zunächst durch Vergasung des jeweiligen Stoffes (Kohle, Erdgas oder Biomasse) Synthesegas entsteht. Nach anschließender Gasreinigung findet im zweiten Verfahrensschritt die eigentliche Fischer-Tropsch-Synthese statt, indem das reine Synthesegas heterogenkatalytisch (Katalysatoren: meist Cobalt oder auch Eisen) zu gasförmigen und flüssigen Kohlenwasserstoffen (Paraffine) reagiert. Die Paraffine dienen dann als Rohstoffbasis für eine Vielzahl von Anwendungen in der Petrochemie. Auch eine direkte Synthese von Kraftstoff ohne Zwischenprodukte (Paraffine) ist möglich (vgl. Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung et al. 2016).

1.1.3.3 *Ablösung der Olefinproduktion im Steam Cracker durch andere Verfahren, z. B. auf Basis Methanol (MTO)*

In der Petrochemie werden kurzkettige Kohlenwasserstoffe mit mindestens einer C-C-Doppelbindung als Olefine bezeichnet welche herkömmlicherweise aus Erdöl, aber auch Kohle und Erdgas erzeugt werden. Industriell von besonderer Bedeutung sind hierbei kurzkettige Olefine. Sie stellen hierbei einen Großteil der Grundstoffe für die

Petrochemie dar. So ist beispielsweise Ethylen (C_2H_4) als einfachstes Olefin mit einer weltweit jährlichen Produktionsmenge von 160 Mt (Stand 2015), Ausgangsstoff für über 30 % aller produzierten Petrochemikalien. Zur Zeit wird Ethylen vorwiegend aus leichten Erdölfraktionen (vor allem Naphtha) mittels Steamcracking gewonnen. Mittels MTO (Methanol-to-Olefines) lässt sich aus Erdgas, Kohle oder Biomasse gewonnenes Methanol zu Olefinen mittels eines Wirbelschichtreaktors umsetzen (vgl. Arnold et al. 2017).

1.1.3.4 Nutzung von Membranverfahren zur Stofftrennung statt thermischer Trennverfahren

Als Membranen werden semipermeable Schichten bezeichnet, welche zumeist sehr dünn sind um eine möglichst hohe Permeabilität zu erreichen. Für die Produktion von Grundstoffen (z. B. Ethylen und Propylen) ist es eine der Hauptaufgaben der chemischen Industrie gasförmige oder flüssige Gemische aufzutrennen. Die konventionellen Verfahren, wie z. B. die Rektifikation und Destillation, sind meist sehr energieaufwendig und verursachen, dem hohen Energieverbrauch entsprechend, hohe Kosten. Membrantrennprozesse gelten hierbei als energiesparende und preisweitere Trennverfahren gegenüber den konventionellen Trennverfahren und können somit durch Prozessoptimierung einen Beitrag zur CO_2 -Vermeidung beitragen. Das aufzutrennende Fluid wird hierbei über die semipermeable Membran geleitet und in zwei Teilstoffe (Permeat und Retentat) separiert. Allgemein wird in poröse- und Lösungs-Diffusions-Membranen (auch dichte Membranen) unterschieden. Je nach Anforderung eines Prozesses, werden unterschiedliche Membrantechnologien sowie Membranarten benötigt. Aktuell wird die organophile Nanofiltration (bezieht sich auf organische Verbindungen und Abtrennung von organischen Lösungsmitteln, auch als Hybridverfahren möglich) als energieeffiziente Membrantrenntechnologie gesehen (vgl. Bettermann et al. 2010; vgl. Hauke 2015).

1.1.3.5 Power-to-Heat mit dem Schwerpunkt auf die Dampferzeugung

Als Power-to-Heat (PtH) werden Umwandlungstechnologien bezeichnet, bei denen elektrischer Strom in Wärme umgewandelt wird. PtH ist damit eine Sektorenkopplung zwischen Strom und Wärme. In der Industrie kann hierbei der Wasserdampf mit unterschiedlichen Technologien (z. B. Elektro-Kessel, Elektro-Ofen als indirekte elektrische Verfahren und der Elektrodenkessel als direktes elektrisches Verfahren) erzeugt werden (vgl. Schneider und Schüwer 2017).

1.1.3.6 Wasserstoff aus Elektrolyse als Edukt statt Steam Reforming bzw. partielle Oxidation

Generell ist die Wasserstoffgewinnung mit Hilfe von Elektrolyseuren auch als Power-to-Gas (PtG) bekannt. Die grundlegende Idee ist es generierte Stromüberschüsse aus hauptsächlich erneuerbaren Energien in Gas (Wasserstoff oder auch durch Veredelung Methan) umzuwandeln und so nutzbar zu machen. Hierbei wird der in der Brennstoffzelle ablaufende Prozess umgekehrt (Elektrolyseur), d. h. mit Hilfe von Gleichstrom werden Wassermoleküle in Wasserstoff und Sauerstoff zersetzt. Es gibt drei Arten von Wasser-Elektrolyseuren, welche sich nach der Art der verwendeten Elektrolyte unterscheiden:

1. Die Alkalische Elektrolyse, welche mit einer wässrigen Kali- oder Natronlauge betrieben wird

2. Polymer-Elektrolyt-Membran-Elektrolyse, welche eine protonleitende Membran aufweist
3. Feststoff-Oxid-Hochtemperatur-Elektrolyse, die über eine keramische ionenleitende Membran verfügt.

1.1.4 LCBTT für die Zementbranche

1.1.4.1 *CO₂-Capture Post-Combustion (Aminwäsche-Nachrüstung an konventionellen Zementöfen)*

Die Technologie *CO₂-Capture Post-Combustion* beschreibt das Einfangen prozess- und brennstoffbedingter CO₂-Emissionen mit Hilfe einer nachgeschalteten CO₂-Wäsche auf Aminbasis. Das abgeschiedene Kohlendioxid wird anschließend eingelagert (CCS - Carbon Capture and Storage) oder genutzt (CCU - Carbon Capture and Utilisation). Da der CO₂-Anteil im Abgas von Zementwerken mit ca. 25 % deutlich höher liegt als im Abgas von Kraftwerken (ca. 14 %), ist der apparative und energetische Aufwand für die Abscheidung entsprechend geringer (vgl. Schüwer et al. 2015 S. 6).

1.1.4.2 *CO₂-Capture Oxyfuel (Ofenneubau)*

Die Technologie *CO₂-Capture Oxyfuel* beschreibt das Einfangen der prozess- und brennstoffbedingten CO₂-Emissionen mit Hilfe einer nachgeschalteten physikalischen CO₂-Abtrennung. Das abgeschiedene Kohlendioxid wird anschließend eingelagert (CCS - Carbon Capture and Storage) oder genutzt (CCU - Carbon Capture and Utilisation).

Beim Oxyfuel-Verfahren wird (im Gegensatz zum Post-Combustion-Verfahren) Sauerstoff anstelle von Luft für die Verbrennung eingesetzt. Dadurch entfällt das apparativ-technisch teure und energetisch aufwändige Durchschleusen von Luft-Stickstoff (Anteil in der Luft rund 78 %) durch den Verbrennungsprozess. Das Abgas besteht daher hauptsächlich aus CO₂ und Wasserdampf, welcher durch Kühlung relativ einfach auskondensiert werden kann. Allerdings ist die Bereitstellung des benötigten (mind. 95 %igen) Sauerstoffs – i. d. R. mittels einer kryogenen Luftzerlegungsanlage¹ – technisch, energetisch und von den Kosten her aufwändig.

Da die Verbrennung mit reinem Sauerstoff zu deutlich höheren Verbrennungstemperaturen führt, ist aufgrund der geänderten wärme- und strömungstechnischen Randbedingungen eine Modifikation der Brenner und des Feuerraumes erforderlich. Ein Teil des CO₂-reichen Verbrennungsgases muss in den Feuerungsraum zurückgeführt werden, um die Feuerungstemperaturen zu begrenzen (vgl. Markewitz et al. 2017 S. 10 ff., 21 f.).

1.1.4.3 *Elektrifizierung des Wärmeeintrags (PtH) im Sinterprozess und/oder bei der Kalzinierung*

Das hier beschriebene Power-to-Heat-Verfahren (PtH) für die Zementherstellung ist sowohl für die Kalzinierung im *Kalkofen* als auch für die gekoppelte Kalzinierung

¹ Alternativ kann der Sauerstoff auch durch Wasserelektrolyse erzeugt werden. Dies hätte den Vorteil, dass zusätzlich Wasserstoff als Nebenprodukt gewonnen werden kann (siehe dazu den Technologie-Steckbrief Z4: *Synergetische Konzepte - Oxyfuel-Verfahren & PtG*).

und Sinterung im *Zementofen* (Drehrohrföfen) anwendbar. Die derzeitige Referenztechnologie ist die Brenntechnologie mit Kohlestaub, Ersatzbrennstoff (EBS) oder Erdgas als Energieträger. Die Elektrifizierung des Wärmeeintrags kann in monovalente und hybride Elektrifizierung unterteilt werden.

Die *hybride* elektrische Luftvorwärmung kann (mit Anpassungen) in bestehende Systeme integriert werden. Die Umsetzung erfolgt hierbei durch das Einblasen elektrisch erhitzter Luft oder den direkten Einsatz von Widerstandsheizelementen. Ein Hybridkonzept ließe sich beispielsweise relativ einfach für erdgasbefeuerte Heißgaserzeuger umsetzen (vgl. Zementexperte 2017).

Die *monovalente* Elektrifizierung erfordert eine komplette Neukonstruktion der Anlage. Die Nutzung von CO₂ im Kreislauf als Wärmeträger (an Stelle von Verbrennungsluft und Verbrennungsgasen) macht eine CO₂-Gaskühlung mit CO₂-Wärmetauschern erforderlich. Diejenige CO₂-Menge, die dem Prozess durch Kalkstein neu hinzugeführt wird, muss wieder ausgeschleust werden. Der apparative Aufwand für eine monovalente Elektrifizierung wird als einfach(er) angesehen als bei konventionellen Zementöfen mit Verbrennung, da u. a. keine Zuluft- und Brenngaskonditionierung erforderlich ist.

Der Vorteil monovalenter elektrischer Systeme ist, dass reine CO₂-Ströme aufgefangen werden können, da keine Verbrennungsluft bzw. -gase entstehen oder durchgeschleust werden. Es entsteht eine hochreine CO₂-Quelle, welche in relevanten Mengen zur Gas-Synthese mit EE-H₂ genutzt werden könnte. Es würden sich Möglichkeiten für die Synergien von PtH und PtG ergeben, da allein in NRW in 10 Anlagen ca. 7,9 Mt/a reines CO₂ produziert werden könnte (vgl. Schüwer et al. 2015 S. 6).

1.1.4.4 Synergetische Konzepte: Oxyfuel-Verfahren & PtG

Das Konzept beschreibt die (räumliche und stoffliche) Kombination der drei Verfahren

- a) Wasserelektrolyse
- b) Oxyfuel-Zementproduktion (Kalzinierungs- und/oder Sinterprozess) und
- c) Methanisierung (optional).

Ziel der Kombination von Power-to-Gas- und Oxyfuel-Verfahren ist die Nutzung von reinem Sauerstoff, der als Co-Produkt der Wasserstoffelektrolyse entsteht, direkt vor Ort für die Zementproduktion im Oxyfuel-Verfahren. Beim Oxyfuel-Verfahren wird der Brennstoff mit reinem Sauerstoff anstelle von Luft verbrannt (s. Steckbrief Z2). So lassen sich einerseits höhere Flammtemperaturen erreichen, die sich über eine Abgas-Rezirkulation regulieren lassen. Insbesondere aber entfällt das apparatetechnisch teure und energetisch aufwändige Durchschleusen von Luft-Stickstoff (Anteil in der Luft rund 78 %) durch den Verbrennungsprozess. Das Abgas besteht daher hauptsächlich aus CO₂ und Wasserdampf, welcher durch Kühlung relativ einfach auskondensiert werden kann. In einem dritten Schritt kann das auf diese Weise abgeschiedene CO₂ zur Veredelung des Wasserstoffs aus der Elektrolyse zu Methan (oder anderen Brenn- oder Rohstoffen) verwendet werden.

1.1.4.5 Alternative Zemente (Klinkersubstitute)

Alternative Zemente bzw. Klinkersubstitute verfolgen den Ansatz der Herabsetzung des sogenannten „Klinkerfaktors“ (= kg Zementklinker / kg Zement) durch Verwendung alternativer Zementbestandteile. Durch die Herabsetzung des Klinkeranteils reduzieren sich die hohen rohstoff- und brennstoffbedingten CO₂-Emissionen der Zementklinker-Produktion (vgl. UBA 2014 S. 173).

Das CO₂-Reduktionspotential dieser Variante würde laut World Business Council for Sustainable Development (WBCSD) und IEA bei einer Reduktion des Klinkerfaktors von 0,77 in 2010 (= Referenztechnologie) auf 0,71 in 2050 bei 60 kg/t liegen.

Laut dem Bericht „Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050“ vom Umweltbundesamt (UBA), würde für Deutschland bei gleichbleibender Produktionsmenge eine Reduktion des Klinkerfaktors auf 0,6 (- 22 %) in 2050 2,75 Mio. t rohstoffbedingter und 1,86 Mio. t brennstoffbedingter CO₂-Einsparung entsprechen. Die spezifische Reduktion ist 70 % rohstoffbedingt und 50% energiebedingt (thermisch und elektrisch). Das UBA geht davon aus, dass „die „grünen“ Zemente der Zukunft den größten Beitrag zur Minderung der Treibhausgasemissionen in der Zementindustrie leisten werden“ (vgl. UBA 2014 S. 173f).

1.2 Low Carbon Infrastrukturen in Nordrhein-Westfalen

Tabelle 2 Übersicht über die betrachteten Low Carbon Infrastrukturen

Bereich	Infrastruktur
1. Elektrische Energieübertragung	1.1 Transportnetz
	1.2 Verteilnetz
	1.3 Grenzkuppelstellen
2. Gasförmige Energieträger	2.1 Erdgasnetz
	2.2 Erdgasspeicher
	2.3 H ₂ -Transportnetz
	2.4 H ₂ -Speicher
	2.5 CO ₂ -Pipelines
3. Wärme und Kälte	3.1 Wärme- und Kältenetze
4. Flüssige Grund- und Brennstoffe	4.1 Rohstoffpipelines
	4.2 Zwischenproduktpipelines
	4.3 Methanol-Pipelines

Quelle: Wuppertal Institut

1.2.1 Elektrische Energieübertragung

1.2.1.1 Transportnetz

Strom ist ein Energieträger, dessen Leistung sich als Produkt aus Strom und Spannung berechnet. Mit höherer Spannung gehen niedrigere Verluste einher, weswegen Transport von Strom bei hohen Spannungen, Verteilung und Nutzung bei niedrigeren Spannungen stattfindet.

Das Transport- bzw. Übertragungsnetz ist das so genannte Höchstspannungsnetz mit den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Vorwiegend werden Freileitungen genutzt, nur für einzelne kürzere Teilstrecken Kabel. Das Netz wird mit Wechselstrom (AC) betrieben, nur auf einzelnen Strecken (insb. zur Anbindung von Offshore-Windparks) wird Gleichstromübertragung (DC, HGÜ) eingesetzt. AC-Leitungen bestehen aus drei Leiterseilen, jedes Dreileitersystem ist mit ca. 1,4-3 GW belastbar. Die Übertragungsverluste liegen bei ca. 1 % bis 3 % pro 100 km (vgl. Görner und Lindenberg 2015).

1.2.1.2 Verteilnetz

Das Verteilnetz umfasst die Hochspannung (in Deutschland meist 110 kV) für die Grobverteilung elektrischer Energie, Mittelspannung (meist 10 kV oder 20 kV) für die weitere Verteilung und zur Anbindung großer Einzelverbraucher sowie die Niederspannung (230 V bzw. 400 V im Dreileitersystem) für die Anbindung der kleineren Abnehmer. Je niedriger die Spannungsebene ist, desto höher ist der Anteil der Leitungen, die als Kabel statt als Freileitung ausgeführt werden. Regenerative Stromerzeugungsanlagen speisen, abgesehen von großen Windparks, die teilweise direkt an das Transportnetz angeschlossen sind, in das Verteilnetz ein.

1.2.1.3 Grenzkuppelstellen

Als Grenzkuppelstellen werden die über die Bundesgrenzen hinausgehenden Leitungen des Höchstspannungs- bzw. Transportnetzes bezeichnet. Sie sind üblicherweise als Wechselstromleitungen mit 220 kV oder 380 kV ausgeführt, nach Skandinavien gibt es darüber hinaus HGÜ-Anbindungen. Der Begriff Grenzkuppelstellen bezieht sich allerdings häufig nicht auf die einzelnen Leitungen, sondern auf die Gesamt-Übertragungskapazität aller Leitungen einer Landesgrenze, die mittels der Net Transfer Capacity (NTC) charakterisiert wird. Bei der Betrachtung von Energiemengen über Grenzkuppelstellen müssen die gehandelten und die physikalischen Strommengen, die aus technischen Gründen davon abweichen können, unterschieden werden.

1.2.2 Gasförmige Energieträger

1.2.2.1 Erdgasnetz

Erdgas ist ein gasförmiger, fossiler Energieträger, der überwiegend aus Methan besteht. Es wird in NRW zu gleichen Teilen in der Industrie sowie zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten zu einem nur geringen Anteil für die Stromerzeugung eingesetzt.

Aufbereitetes Biomethan ist Gas biogenen Ursprungs, das die gleiche Beschaffenheit wie Erdgas aufweist. Es kann daher als Austausch-Gas in beliebigen Mengen im bestehenden Erdgasnetz transportiert werden.

Der Erdgastransport erfolgt ausschließlich in Pipelines. Das Pipeline-Netz gliedert sich in Transportnetze (Hochdruck, 80 bar), regionale (Mitteldruck, ca 16 bar) sowie Orts-Verteilnetze (Niederdruck ca. 20 mbar) und ist in Deutschland nahezu flächendeckend verfügbar (vgl. Görner und Lindenberg 2015). Es werden zwei Marktgebiete, auch anhand der Gasqualität L- (lower caloric value; aus inländischer und niederländischer Förderung) und H- (high caloric value; Importe)-Gas, unterschieden.

1.2.2.2 Erdgasspeicher

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen kleinen oberirdischen und großen unterirdischen Speichern. Die erstgenannten Speicher dienen vor allem lokal zum Bedarfsausgleich im Tagesbereich, während die größeren Speicher genutzt werden können, um den Verbrauch von der geförderten bzw. importierten Menge zu entkoppeln (tages- und jahreszeitlicher Ausgleich). Aufgrund dieser Entkopplung sowie ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit (Vorhalten einer „strategischen Reserve“ an Erdgas) wird diesen Speichern strategische Bedeutung beigemessen.

Man unterscheidet zwischen Poren- und Kavernenspeichern, wobei in NRW aus geologischen Gründen nur Kavernenspeicher in Betrieb sind. Der weltweit größte Kavernenspeicher (Stand 2016) ist Epe in NRW (vgl. LBEG 2016).

1.2.2.3 H₂-Transportnetz

Wasserstoff (H₂) kann sowohl als vielfältig einsetzbarer chemischer Grundstoff als auch als Energieträger genutzt werden. Weder seine Elektrizität erzeugende Umwandlung in Brennstoffzellen oder Verbrennung zu Wasser (H₂O), noch sein Entweichen in Reinform stellt ein Risiko hinsichtlich Giftigkeit oder Klimaschädlichkeit dar. Allerdings bildet Wasserstoff mit dem Sauerstoff der Luft hochexplosives Gemisch

(Knallgas), weshalb besondere Anforderungen an Transport und Lagerung zu stellen sind.

Es sind bis 2 % H_2 ohne regulatorische Änderungen ins Erdgasnetz einspeisbar (vgl. BMJV 2000; vgl. DIN 51624:2008-02: 2008), 10 % sind auf den meisten Abschnitten prinzipiell technisch möglich (vgl. Müller-Syring und Henel 2014). Die Anpassungskosten werden auf 3,73 Mrd. € geschätzt (vgl. Fernleitungsnetzbetreiber 2012). Bei 5 % Beimischung ist die Einspeisung von 12,8–17,8 TWh/a möglich. (vgl. Görner und Lindenberg 2015)

Der Energietransport über ein Gasnetzwerk erfolgt mit wesentlich weniger Verlusten (<0,1 %) als bei einem Stromnetzwerk (8 %) (vgl. ECSPP o. J.), wobei die Investitionskosten von ca. 650 €/m 30 cm- H_2 -Pipeline (Linde schreibt von 300-500 €/m) relevant sind; Im Allgemeinen sind Pipelines für kleine Distanzen wirtschaftlicher als LKWs, sowie in Kombination mit großen Bedarfen (> 50 t H_2 /Tag) auch bei großen Distanzen (>200 km). (vgl. ECSPP o. J.; vgl. Görner und Lindenberg 2015; vgl. van der Zwaan et al. 2011)

H_2 wird derzeit bei 20-100 bar Druck in Pipelines mit einer Transportkapazität von 10.000-100.000 Nm³/h (Norm-Kubikmeter pro Stunde) transportiert. Die Kapazität einer solchen Pipeline ist recht gering im Vergleich mit dem Kapitalbedarf.

Derzeit sind lediglich einige zentrale Chemiestandorte mit einer Wasserstoffleitung im Ruhrgebiet miteinander verbunden.

Weitere Wasserstoffleitungen bestehen u. a. in den Niederlanden, Belgien und Nordost-Frankreich, wodurch Dunkirchen, Waiziers, Feluy, Cherleroi, Antwerpen und Rotterdam verbunden sind. (vgl. ECSPP o. J.)

1.2.2.4 H_2 -Speicher

Wasserstoff (H_2) kann sowohl als vielfältig einsetzbarer chemischer Grundstoff als auch als Energieträger genutzt werden. Weder seine Elektrizität erzeugende Umwandlung in Brennstoffzellen oder Verbrennung zu Wasser (H_2O) noch sein Entweichen in Reinform stellt ein Risiko hinsichtlich Giftigkeit oder Klimaschädlichkeit dar. Allerdings bildet Wasserstoff mit dem Sauerstoff der Luft hochexplosives Gemisch (Knallgas), weshalb besondere Anforderungen an Transport und Lagerung zu stellen sind.

Es sind bis 2 % H_2 ohne regulatorische Änderungen ins Erdgasnetz einspeisbar, (vgl. BMJV 2000; vgl. DIN 51624:2008-02: 2008) 10 % sind auf den meisten Abschnitten prinzipiell technisch möglich (vgl. Müller-Syring und Henel 2014). Die Anpassungskosten werden auf 3,73 Mrd. € geschätzt (Fernleitungsnetzbetreiber 2012). Bei 5 % Beimischung ist die Einspeisung von 12,8–17,8 TWh/a möglich (vgl. Görner und Lindenberg 2015).

Es besteht die Möglichkeit, größere Mengen H_2 (38 TWh) in Kavernenspeichern bei 13,5 MPa (ca. 135 bar) Druck in Salzformationen zu speichern (v. a. in Nord-D möglich) (vgl. Ausfelder et al. 2015). Erfahrungen gibt es in den USA und GB (vgl. Forsberg 2006), wo Speicher in Größen von 25-92 GWh genutzt werden (vgl. Landinger 2010). Alternativ sind diese auch für Erdöl/Erdgas nutzbar. Bergwerkstollen sind nur mit großem Umbauaufwand nutzbar. Geringe Mengen können in Kugelspeichern

als (betriebliche) Kleinspeicher oberirdisch gelagert werden (vgl. Müller-Syring et al. 2013).

1.2.2.5 CO₂-Pipelines

Kohlenstoffdioxid (CO₂) tritt als Produktgas v. a. durch Verbrennung als derzeitiges Abfallprodukt auf. Daneben kann es ebenfalls als Rohstoff für diverse chemische Prozesse genutzt werden.

1.2.3 Wärme und Kälte

1.2.3.1 Wärme- und Kältenetze

Als „Fernwärme“, „Nahwärme“ oder auch „leitungsgebundene Wärme“ wird der Transport von Wärmeenergie mit Hilfe eines flüssigen oder gasförmigen Wärmeträgermediums durch thermisch isolierte Rohrsysteme („Wärmenetze“) bezeichnet. In der Regel wird Heißwasser oder Dampf, in seltenen Fällen auch Sole als Medien benutzt. Der Transport erfolgt in Form von sensibler (fühlbarer) und / oder latenter Wärme. Als Primärenergiequelle für Fernwärme kommen nahezu alle Energieträger in Frage, sowohl die (heute dominierenden) fossilen Energien Kohle, Erdgas und Öl als auch Biomasse / Biogase, Abfälle, erneuerbare Gase (EE-H₂, EE-Methan), (erneuerbarer) Strom (via Power-to-Heat) und erneuerbare Wärme aus Solarstrahlung, Umgebungs- oder geothermischer Wärme².

Die Wärmenetzstruktur unterscheidet sich nach Länge, Ausdehnung und Verzweigung, Volumenstrom, Temperatur- und Druckniveau sowie Art des Mediums. Heute übliche Fernwärmenetze erstrecken sich über mehrere Kilometer bzw. Quadratkilometer und liegen häufig im Temperaturbereich von 80-130°C im Vorlauf, Dampfnetze noch darüber. Die Netztemperaturen liegen - angepasst an den Bedarf - im Sommer und bei kleinere Netzen („Nahwärme“³) deutlich niedriger. Spezialfälle sind „Kalte Nahwärme“ mit Temperaturen unter 20 °C sowie Latentwärmenetze.

1.2.3.2 Zentrale Großwärmespeicher

Große zentrale Wärme- bzw. Kältespeicher sind ein wichtiger Bestandteil von Wärme- und Kältenetzen, um sowohl tägliche und saisonale Schwankungen in der Produktion und Nachfrage von Wärme bzw. Kälte ausgleichen zu können. Auf diese Weise können Produktionsanlagen kleiner ausgelegt, der Einsatz von Spitzenlastkeseln sowie von kosten- und brennstoffintensiven Kraftwerksanfahrsvorgängen reduziert und insgesamt ein ökonomisch optimierter Betrieb realisiert werden. Die Flexibilität lässt sich insbesondere bei gekoppelter Erzeugung von Wärme/Kälte und Strom in KW(K)K-Anlagen⁴ erhöhen und erlaubt dadurch z.B. eine verbesserte Teilnahme am Regelenenergiemarkt. Zunehmende Bedeutung erhalten große Wärmespeicher dadurch, dass sie auch in der Lage sind, fluktuierend erzeugte erneuerbare Wärme, z.B. aus großen Solarthermiefeldern oder aus Power-to-Heat-Anlagen zwischenzuspeichern. Die Wärmenetzstruktur unterscheidet sich nach Länge, Ausdehnung und Verzweigung, Volumenstrom, Temperatur- und Druckniveau sowie Art des

² Ein weiterer wichtiger Wärmelieferant kann die Sekundärenergie „Abwärme“ sein, die wiederum aus zahlreichen Primärenergiequellen entstehen kann.

³ Die Grenzen zwischen „Nahwärme“ und „Fernwärme“ sind fließend, es gibt keine einheitliche Definition.

⁴ KW(K)K: Kraft-Wärme(-Kälte)-Kopplung

Mediums. Heute übliche Fernwärmenetze erstrecken sich über mehrere Kilometer bzw. Quadratkilometer und liegen häufig im Temperaturbereich von 80-130°C im Vorlauf, Dampfnetze noch darüber. Die Netztemperaturen liegen - angepasst an den Bedarf - im Sommer und bei kleinere Netzen („Nahwärme“⁵) deutlich niedriger. Spezialfälle sind „Kalte Nahwärme“ mit Temperaturen unter 20 °C sowie Latentwärmenetze.

1.2.4 Flüssige Grund- und Brennstoffe

1.2.4.1 Rohstoffpipelines

Deutschland ist in ein europaweites Netz an Ölpipelines eingebunden, NRW wird hierbei primär aus Hamburg und Rotterdam versorgt, die Verbindungen aus Norddeutschland, Belgien und den Niederlanden haben entsprechend große Relevanz. Süddeutschland hat eine separate, nicht mit NRW verknüpfte Ölpipelineinfrastruktur, die mit den südfranzösischen Mittelmeerhäfen verbunden ist (vgl. ECSPP o. J.).

Hauptakteure sind RRP (Rotterdam-Rhein-Pipeline) und NWO (Nord-West-Oelleitung GmbH).

1.2.4.2 Zwischenproduktpipelines

Die prinzipiell für Pipelines geeigneten flüssigen Petrochemie-Produkte sind Benzin, Naphtha, Kerosin, Diesel, Heizöl EL und S, Bitumen, Ethylen, Propylen.

NRW ist an das Westeuropäische Ethylen-Pipelinennetz angeschlossen (vgl. ChemCologne 2018 ; vgl. ChemSite-Initiative 2007; vgl. Kobiela und Vallentin 2016), sowie an die Propylenversorgung aus Rotterdam über Antwerpen. Entlang der Propylenleitung wurden um 2009 zudem CO-, H₂-, Erdgas- und Synthesegaspipelines errichtet. Es bestehen ferner Rohrleitungen für Stickstoff und Sauerstoff (oftmals auf den gleichen Strecken wie H₂).

Chemiestandorte in Ostdeutschland (u. a. Leuna) sind bei Ethylen nicht mit NRW verbunden, allerdings mit Hamburg/Stade und Tschechien (vgl. ECSPP o. J.).

Da die Chemiecluster in NRW (Köln und Ruhrgebiet) sowohl intern sehr integriert sind als auch viele Zwischenprodukte austauschen, existieren hier schon diverse Produkt-Pipelines. Dieser enge Austausch dürfte sich noch verstärken und bietet zugleich eine erhöhte Flexibilität NRWs bei einem Übergang hin zu Power-to-Chemicals (P2C).

Die für NRW wesentlichen Komponenten des westeuropäischen Ethylenpipelinennetzes sind die RMR (Pipeline von/nach Rotterdam über Antwerpen und Oel in NRW bis Karlsruhe in Baden-Württemberg) (vgl. MWV 2016) und das Pipelinennetz der Äthylen-Rohrleitungsgesellschaft (ARG).(vgl. ChemSite-Initiative 2007; vgl. ECSPP o. J.; vgl. Kobiela und Vallentin 2016) Teilhaber der ARG sind Westgas GmbH & Co KG, Bayer AG, DSM Hydrocarbons B. V., Sasol Germany GmbH, BASF AG, und BP (im Namen der Veba Oel Refining & Petrochemicals) (vgl. ECSPP o. J.).

⁵ Die Grenzen zwischen „Nahwärme“ und „Fernwärme“ sind fließend, es gibt keine einheitliche Definition.

Ferner betreibt die Bayer AG eine CO-Pipeline, Synthesegas wird von BOC transportiert, Öl-Derivate von der Rhein- Main-Rohrleitungstransportgesellschaft m. b. H (RMR).

Es besteht ein Heizöl-Verteilnetz zu allen Städten in NRW, das bei langfristiger Umstellung auf andere Heizungssysteme zur anderweitigen Verfügung frei werden dürfte. Es besteht ein Heizöl-Verteilnetz zu allen Städten in NRW, das bei langfristiger Umstellung auf andere Heizungssysteme zur anderweitigen Verfügung frei werden dürfte.

1.2.4.3 Methanol-Pipelines

Methanol als flüssiger Energieträger ist prinzipiell dafür geeignet in langen Rohrleitungen transferiert zu werden. Beispielsweise ist bereits 1986 in Kanada bewiesen worden, dass dies technisch möglich ist (vgl. Fischedick und Fink 2018). Allerdings sind die aktuell benötigten und produzierten Methanolmengen in Deutschland zu gering, dass eine reine Methanolpipeline sich wirtschaftlich rentiert.

In Nordrhein-Westfalen gibt es zwei große Methanol Standorte. Zum einen ist das die Shell Raffinerie Wesseling (435 kt Methanol/a) mit dem Werk Nord in Köln-Godorf und das Werk Süd in Wesseling und zum anderen die BP Raffinerie in Gelsenkirchen (300 kt Methanol/a) mit den Werken in Scholven und in Horst (vgl. Fischedick und Fink 2018). Auf dem Raffineriegelände selbst wird das Methanol während des gesamten Methanolsynthese-Prozesses in Pipelines geführt. Außerdem sind die jeweiligen Werke beider Raffinerien, aufgrund ihrer räumlichen Nähe, mit Methanolpipelines miteinander verbunden. Aufgrund der geringen Produktionsmenge wird ein Großteil des Methanols per Binnenschifffahrt an die Kunden geliefert – z. B. rheinaufwärts. Die Raffinerie Wesseling ist direkt am Rhein gelegen und nutzt hierfür den Raffinerieeigenen Hafen Wesseling sowie den Hafen Köln-Godorf. Die beiden Werke in Gelsenkirchen betreiben Rohrleitungen zu dem Bottroper- und Gelsenkirchnerhafen, da diese nicht unmittelbar an der Ruhr gelegen sind. Des Weiteren werden Rohrleitungen zu ausgewählten Großabnehmern, welche räumlich sehr nahe gelegen sind, unterhalten – beispielsweise der Chemiepark in Marl oder Ineos Phenol in Gladbeck (vgl. Esser und Wölke 2015)

1.3 Szenarien zur Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie in Nordrhein-Westfalen

1.3.1 Einleitung

Innerhalb des Arbeitspakets zu Szenarien soll der aktuelle Wissensstand zu möglichen Strategien und Technologien in mögliche Zukunftsbilder einer weitgehend treibhausgasneutralen energieintensiven Grundstoffindustrie in NRW dargestellt und die hierfür zur Anwendung der Technologien erforderlichen Infrastrukturen identifiziert werden.

Ziel ist es, die Schlüsselthemen sowie mögliche Hindernisse und Inkonsistenzen bei einer möglichen Nutzung der Strategien in NRW herauszuarbeiten.

Mit Hilfe der Szenariotechnik werden konsistente Systeme einer dekarbonisierten Grundstoffindustrie in NRW entworfen. Die Industrien werden dabei möglichst bottom-up abgebildet, d. h. explizit in Bezug auf die eingesetzten Produktionstechnologien und Energieträger. Dabei soll der Möglichkeitsraum weit gespannt werden, d.h. die Szenarien sind als prototypische Abbildungen eines Systems im Zeitraum zwischen 2040 und 2060 zu sehen, nicht als optimierte (Misch-)Systeme mit einer festen Zieljahreszahl. Die Systemprototypen sollen Vor- und Nachteile in Bezug auf Infrastrukturbedarfe aufzeigen und auf mögliche Barrieren beim Übergang vom heutigen System in das zukünftige System hinweisen, sowie mögliche Koevolutionen und Lock-ins aufdecken.

Die nachfolgende Analyse der Szenarien unter Berücksichtigung der räumlichen Verteilung der Industrien sowie bestehender Infrastrukturen in NRW soll den Bedarf an technologischer und infrastruktureller Weiterentwicklungen von Low Carbon Infrastrukturen sowie auch den weiteren Forschungsbedarf aufzeigen.

Im Rahmen dieses Kapitels werden keine Pfade erarbeitet. Erst der nachfolgende Schritt des Backcasting, der in Kapitel 1.5 gestartet wurde, erlaubt dann auch eine Analyse der Entwicklung auf der Zeitachse.

Die Szenarien können somit

- prototypische in sich stimmige Zielzustände einer zukünftigen LC Industry in NRW aufzeigen,
- Hinweise auf die potenzielle Relevanz einzelner Technologien und Infrastrukturen geben,
- eine Basis bilden für die Diskussion möglicher Wechselwirkungen mit der (Transport-) Infrastruktur für Energieträger (bzw. Produkte) sowie
- eine Analyse der Relevanz regionaler Konzentration in Produktionsclustern ermöglichen.

1.3.2 Systemausschnitt und Ableitung von Dekarbonisierungsstrategien

Für die Dekarbonisierung der energieintensiven Grundstoffindustrien werden unterschiedliche technische Lösungen in der Literatur diskutiert (s. beispielsweise Bataille 2018). Die technischen Lösungen sind nur Teil der Gesamtlösung, die auch nachfrageseitige Strategien sowie die Schließung von Stoffkreisläufen (circular economy) umfasst. Die Diskussion in diesem Bericht abstrahiert hiervon, indem sie sich auf

technische Lösungen mit ihren infrastrukturellen Anforderungen konzentriert und ansonsten von weitgehend konstanten Produktionsmengen (mit Ausnahme bei Kraftstoffen) ausgeht.⁶

Es wurden drei prototypische zukünftige Systeme identifiziert, die in der aktuellen Szenario-Literatur diskutiert werden und jeweils eine individuelle technische Strategie darstellen (s. Abbildung 1 Der (technologische) Möglichkeitsraum für eine LC Industrie)

Carbon Capture and Storage (CCS) in der Industrie (Szenario "iCCS"),

- indirekte Elektrifizierung (Power-to-X, Szenario "P2X") und
- direkte Elektrifizierung (Szenario "all-electric")

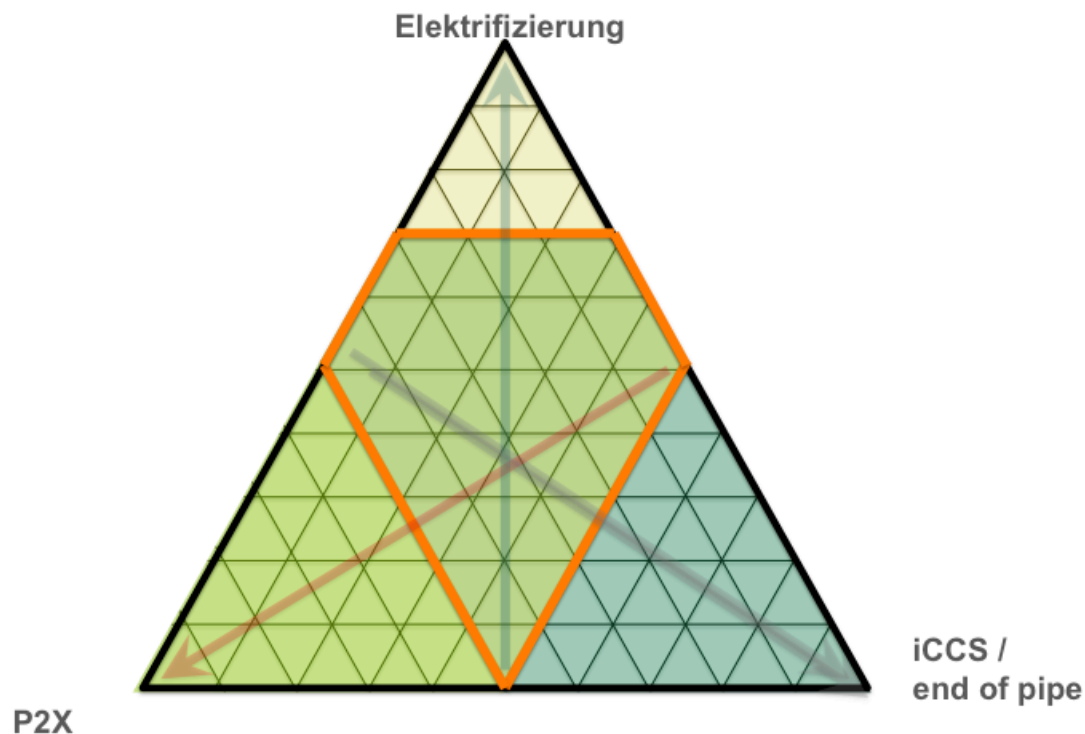


Abbildung 1 Der (technologische) Möglichkeitsraum für eine LC Industrie

Quelle: Eigene Darstellung

CCS ist eine sehr prominente Strategie in der internationalen Diskussion über THG-Minderung im Energie- und Industriesektor. Der IPCC (vgl. Fischedick et al. 2014c) betont die Bedeutung dieser Strategie, und viele Modelle, darunter das Energiesystemmodell der IEA, weisen CCS als die wirtschaftlichste Strategie zur Erreichung ehrgeiziger Klimaschutzziele aus (z. B. das sogenannte "Beyond two degrees scenario" (BY2DG); (vgl. IEA 2017)). Eine jüngste Synthese länderspezifischer, tiefer De-

⁶ Selbst eine solche Annahme für NRW muss nicht inkonsistent sein mit einer circular economy, denn aufgrund der räumlichen Ballung könnte eine weitere Konzentration der Produktion innerhalb Deutschlands oder gar Nordwest-Europas in NRW stattfinden. Allerdings steht NRW hier in Konkurrenz mit anderen wettbewerbsfähigen Standorten in Flandern und Südholland. Aufgrund der bestehenden engen infrastrukturellen Verflechtung sind jedoch auch symbiotische Beziehungen (ähnlich wie heute) denkbar.

karbonisierungspfade verdeutlicht auch die Bedeutung von CCS als Strategie (Deep Decarbonization Pathways Project 2015).

Auch die *Elektrifizierung* ist eine wichtige Strategie in der Szenarioliteratur. Die Erzeugung von Wasserstoff aus der Wasserelektrolyse wird jedoch oft als "Nebenprodukt" des Ausbaus der regenerativen Stromerzeugung zur Nutzung der "Überschussproduktion" beschränkt – zumindest für entwickelte Regionen außerhalb des Sonnengürtels der Erde. Elektrofahrzeuge sind eine weitere Option, die endenergetisch weitaus effizienter ist, als der Einsatz von Verbrennungsmotoren (Internal Combustion Engine, ICE). Tiefgreifende Kostensenkungen bei der Stromerzeugung aus erneuerbaren Energien haben die Elektrifizierung nun attraktiver gemacht und die Diskussion geht von der Annahme des Einsatzes von "überschüssigem Strom" hin zu Szenarien, die zusätzliche elektrische Kapazitäten für eine weitgehende Dekarbonisierung durch Elektrifizierung vorsehen.

Die Elektrifizierungsdiskussion geht dabei in zwei Richtungen (vgl. Lechtenböhmer et al. 2017). Die erste ist die indirekte Nutzung von Elektrizität, die Strom in einen anderen (wasserstoffbasierten) Energieträger (*P2X*) umwandelt, der ähnliche Eigenschaften wie Erdgas oder Erdölprodukte aufweisen kann. Eine solche *P2X*-Strategie wird beispielsweise dezidiert im aktuellen Szenario 95 %-Klimapfad einer Studie von BCG und Prognos (vgl. BCG und Prognos 2018) im Auftrag des BDI modelliert. Die zweite Möglichkeit der Elektrifizierung ist die *direkte Umwandlung von Strom in Nutzenergie*, z. B. in Batterie-Elektrofahrzeugen (BEV), Wärmepumpen und Elektrokesseln oder elektrischen Öfen. Diese Strategie wird für die europäische Schwerindustrie von Lechtenböhmer et. al. (2016) und für Deutschland von Guminski (2015) diskutiert. Die meisten aktuellen Szenarien wurden anhand von Modellen mit Optimierungsansätzen bestimmt, ohne jedoch Infrastrukturen explizit abzubilden. Solche Szenarien enthalten oft beide Richtungen der Elektrifizierung in Mischformen (z. B. E-Autos und Autos mit Verbrennungsmotoren).

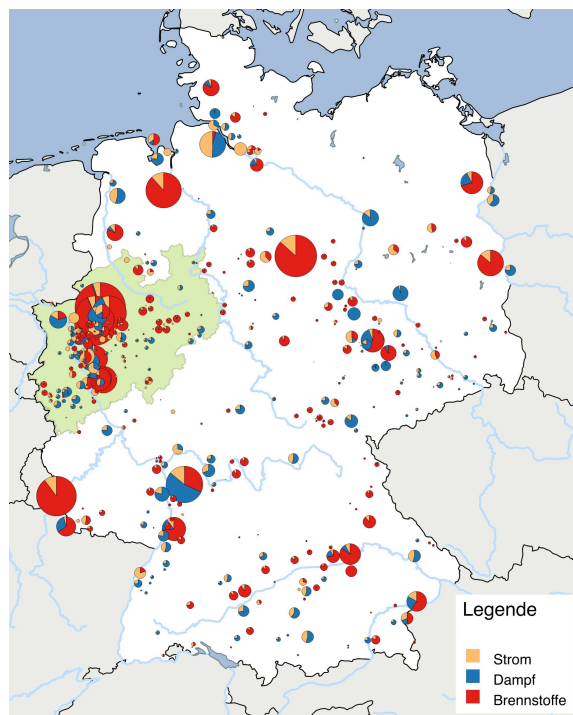
Die Nutzung von *Biomasse* ist die vierte technische Kernstrategie, die in der Dekarbonisierungsliteratur diskutiert wird. Allerdings zeigt die Potenzial- und Szenariodiskussion auch die deutlichen Beschränkungen für nachhaltig erzeugte Biomasse auf. Biomasse alleine reicht deshalb als Dekarbonisierungsstrategie nicht aus. Aus diesem Grund wurde kein eigenes Biomasse-Szenario entwickelt, allerdings wird diese Strategie in allen drei Systemen berücksichtigt. Das vollelektrische „all-electric“ Szenario verzichtet zwar auf Biomasse beim Endenergieeinsatz, benötigt aber andererseits große Mengen an erneuerbarem Strom im Land, so dass Biomasse dann der heimischen Stromerzeugung zugeführt werden könnte.

Die Analyse beschreibt den stationären Zustand eines kohlenstoffarmen Energiewirtschafts-Infrastruktursystems für das Land NRW. Je nach Zielsetzung der THG-Minderung könnte ein solches System bis 2040, 2050 oder sogar 2060 bestehen. Wir verwendeten 2050 als Szenariojahr unter Verwendung von 2050 Szenario-Daten aus anderen Studien.

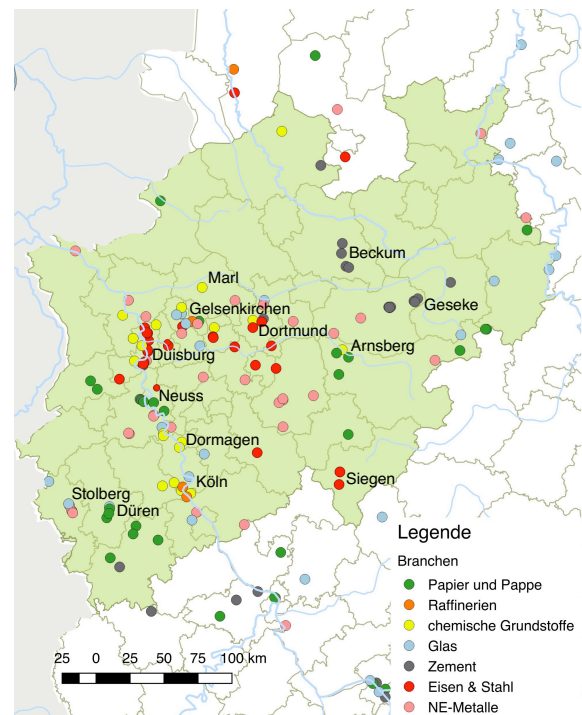
Insgesamt besteht das analysierte System aus den wichtigsten Energienachfragesektoren des Energiesystems, d. h. dem verarbeitenden Gewerbe (einschließlich der Versorgung mit Brennstoffen), dem Verkehrssektor und dem Bausektor. Aber nur das verarbeitende Gewerbe und der Verkehrssektor wurden szenariospezifisch analy-

siert. Hauptgrund dafür ist die starke Verflechtung von Chemie und Verkehr über die Raffinerien und die Petrochemie sowie ein möglicher Wettbewerb um knappe Energieressourcen wie Biomasse – was eine integrierte Bewertung erforderlich macht.

Nordrhein-Westfalen ist der Brennpunkt der energieintensiven Industrie innerhalb Deutschlands, wie die Karte links in der folgenden Abbildung zeigt, auf der die absoluten Energiebedarfe der energieintensiven Grundstoffindustrien nach Standorten abgetragen sind.⁷ Keine andere Region Deutschlands weist eine solche räumliche Konzentration auf wie die Rheinschiene zwischen Köln und Duisburg sowie das östlich angrenzende nördliche Ruhrgebiet.



Räumliche Verteilung des Energiebedarfs der energieintensiven Grundstoffindustrien in Deutschland



Standorte der energieintensiven Grundstoffindustrien in NRW nach Branchen

Abbildung 2 Räumliche Aspekte der energieintensiven Grundstoffindustrien in Deutschland und NRW

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Datenbank des Energiesystemmodells WISEE ESM

Die daneben stehende Karte weist die Standorte der Industrien nach Branchen innerhalb NRWs aus. Hier wird deutlich, dass NRW auch als Labor für eine Dekarbonisierung der energieintensiven Grundstoffindustrien insgesamt betrachtet werden kann, denn das gesamte Spektrum der Branchen (mit Ausnahme der Zellstoffindustrie) ist dort vertreten.

⁷ Es handelt sich hierbei um modellierte Daten für 2015. Der stoffliche Energiebedarf ist nicht enthalten und hat seinen Schwerpunkt an den Raffineriestandorten.

Die standortscharfe Abbildung der Industrien mit GIS-Koordinaten innerhalb der Prozess-Datenbank des Energiesystemmodells WISEE ermöglicht die spätere Infrastrukturanalyse.

Folgende Prozesse wurden im Rahmen der Szenarioerstellung explizit unter Annahme physischer Produktionsmengen bottom-up abgebildet.

Tabelle 3 In der Modellierung explizit abgebildete Produktionsprozesse

Papier und Pappe	Mechanische Zellstoffherstellung Papierrecycling Papiermaschinen
Raffinerien	Bereitstellung von Kraftstoffen Bereitstellung von petrochemischen Feedstocks
Chemische Grundstoffe	Plattformchemikalien für Kunststoffe Ammoniak
Mineral	Containerglas Flachglas Zementklinker Brannkalk
Metallindustrie	Oxygenstahl Recyclingstahl Warmwalzen von Stahl Aluminiumelektrolyse Aluminiumrecycling Aluminiumverarbeitung

Quelle: Eigene Darstellung

Der Energiebedarf und die Kohlenstoffbilanz der Produktion von dreizehn energieintensiven Materialien und vier verschiedenen Brennstoffen wurden unter Berücksichtigung prozessspezifischer Daten bottom-up berechnet. Der sonstige Energiebedarf (z. B. für weniger energieintensive Industrieprozesse und Gebäude) wurde einem vom Wuppertal Institut entwickelten und in Görner und Lindenberger (2018) beschriebenen Klimaschutzszenario entnommen. Die CO₂-Bilanz berücksichtigt nicht nur die energiebedingten CO₂-Emissionen in die Atmosphäre (ein Standardmerkmal eines jeden Energiesystemmodells), sondern auch den gesamten Kohlenstoffumsatz innerhalb des Energiesystems, einschließlich fossilen, atmosphärischen und biogenen Kohlenstoffs. So kann auch gespeicherter Kohlenstoff in Produkten oder geologischen Speichern berücksichtigt werden.

Die Berechnung für die drei zukünftigen Systeme erfolgte in einem Tabellenkalkulationsmodell unter Verwendung der physikalischen Produktionsmengen in der Industrie sowie der Laufleistung von Pkw und Lkw als Aktivitätsindikatoren (siehe Tabelle 7 bis Tabelle 9 im Anhang). Diese wurden mit geeigneten Energieintensitäts- und Kohlenstoffintensitätsindikatoren multipliziert, um Energie- und CO₂-Ströme abzuleiten. Die Intensitätsindikatoren für die Industrie (inkl. Brennstoffversorgung) wurden aus der WISEE ESM Industry Stock Datenbank (vgl. Schneider et al. 2014) extrahiert, wo Daten zu heutigen Standardtechnologien, Best-Verfügbare Technologie (BVT) sowie Zukunftstechnologien (entwickelt und erprobt, aber noch nicht wirtschaftlich) verfügbar sind. Diese Indikatoren wurden bereits in verschiedenen Projekten unter paralleler Analyse von Produktions-, Energie- und THG-Statistiken verwendet und validiert sowie mit Stakeholdern und Experten diskutiert.⁸

Technische (Effizienz-)Parameter für den Verkehrssektor wurden aus einer Studie des JRC (vgl. Edwards et al. 2013) für einen generischen Pkw-Typ (für die Jahre 2020+) und aus Wietschel et al. (2017) für leichte und schwere Nutzfahrzeuge („Szenario Pkw 2030“) abgeleitet. Effizienzindikatoren für Luftfahrt und Binnenschiffahrt wurden aus dem von Görner und Lindenberger (2018) beschriebenen Szenario extrahiert.

Die unterschiedlichen szenariospezifischen Annahmen für Industrie und Verkehr wurden mit nur einem gemeinsamen Szenario für Gebäude in NRW aus einer anderen Studie (vgl. Görner und Lindenberger 2018) kombiniert, das aus einem Mischsystem mit Wärmepumpen, Fernwärme und Gasversorgung besteht und somit über die drei Szenarien hinweg gleich ist.

Energieeffizienzsteigerungen werden in allen drei Szenarien als bestverfügbare Technologieanwendungen als Standard für die Reinvestition in alle Anwendungen berücksichtigt.

Die Stromerzeugung wurde als 100 % erneuerbar und damit klimaneutral angenommen, im iCCS-Szenario jedoch gibt es zwei Ausnahmen: industrielle Kraft-Wärme-Kopplung, die fossil befeuert (mit CCS) und Stromerzeugung aus Abfallverbrennung (mit CCS), die beide einen Teil des Strombedarfs in diesem Szenario decken.

Um die Komplexität zu reduzieren, wurde angenommen, dass die physische Produktion energieintensiver Güter der heutigen Produktion in Nordrhein-Westfalen entspricht. Weitere Aktivitätsdaten wie "sonstiger Energiebedarf" der Industrie oder die Laufleistung von Autos und Flugzeugen wurden einem NRW-spezifischen Energieszenario des Wuppertal Instituts entnommen, das in Görner und Lindenberger (2018) beschrieben ist.

Tabelle 4 fasst die Technologieannahmen für jedes der drei Szenarien zusammen. Die jeweilige Szenariostoryline wird im Folgenden beschrieben.

⁸ Siehe z. B. die Projekte „Dynamische Betrachtung der THG-Emissionen und von Klimaschutzmaßnahmen für den Klimaschutzplan NRW“ (<https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/395/>), „Klimaschutzkonzept Rheinland-Pfalz“ (<https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/506/>) und „Klimaschutzszenarien für die Hafenregion Rotterdam“ (<https://wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/628/>).

Tabelle 4 Matrix der in den Szenarien abgebildeten Technologien

Energiedienstleistung	iCCS	P2X	all-electric
Verkehr			
Pkw und LNF	Biomethan, importiert	Methanol ICE (importiert)	Batteriefahrzeuge
SNF	Biodiesel, importiert	Methanol ICE (importiert)	Oberleitungs-Lkw mit Methanol fuelled range extender
Binnenschifffahrt	Biodiesel, importiert	Methanol (importiert)	Methanol
Flugverkehr	Synthetisches Kerosin, importiert	Synthetisches Kerosin, importiert	Synthetisches Kerosin
Gebäude gleiche Annahmen für alle Szenarien			
Verarbeitendes Gewerbe			
Oxygenstahl	Schmelzreduktion mit CCS	DRI mit Wasserstoff (importiert)	DRI mit Wasserstoff
Kunststoffe	Steam Cracking mit CCS	power-to-plastics via (importiertem) Methanol	power-to-plastics via Methanol
große Industrieöfen	erdgas- und kohlegefeuerte Oxyfuelöfen mit CCS	Biomethan, importiert	Elektrische Öfen (power-to-heat)
Dampf	Erdgas-KWK mit CCS oder mit Biomethan (importiert) gefeuerte Dampfkessel	Biomethan, importiert	Elektrodenkessel, Hochtemperatur-Wärmepumpen ^{*)}
anderer industrieller Wärmebedarf	Biomethan, importiert	Biomethan, importiert	Elektrodenkessel, Hochtemperatur-Wärmepumpen ^{*)}
Stromerzeugung	erneuerbar; Ausnahme: zentrale KWK mit Erdgas und CCS und Abfallverbrennung mit CCS	erneuerbar	erneuerbar

^{*)} Hochtemperatur-Wärmepumpen könnten mit industrieller Abwärme und/oder geothermischer Energie betrieben werden. Mit anschließender Brüden-Verdichtung lässt sich Dampf in beliebiger Form (Temperatur/Druck) bereitstellen.

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Datenbank des Energiesystemmodells WISEE ESM

1.3.2.1 Szenario „iCCS“

Das iCCS-Szenario ist dem heutigen System am ähnlichsten, da es überwiegend auf den heute verwendeten Technologien aufbaut und CCS als End-of-the-Pipe-Technologie ansetzt. Für die von CCS betroffenen Teile der industriellen Produktion müssen die Anlagenbestände jedoch teilweise angepasst werden, um CO₂-Abscheideraten von nahezu 100 % zu erreichen. Ein Beispiel ist Primärstahl, der heute im Hochofen/Konverter (BF/BOF) hergestellt wird. Dieser Prozess wird im Szenario auf den Schmelzreduktionsprozess umgestellt, der einen höheren Gesamtwirkungsgrad und eine höhere CO₂-Konzentration in den Abgasströmen aufweist,

was eine effizientere Abscheidung von CO₂ bei hohen Abscheideraten ermöglicht als die BF/BOF-Route. Eine weitere Annahme ist, dass Oxyfuel-Brenner bestehende Brenner in Industrieöfen der Glas- und Zementindustrie ersetzen werden. Ein solcher Ersatz sollte gegen Ende des Szenariohorizonts abgeschlossen werden, aber andere (Nachrüst-)Optionen zur CO₂-Abscheidung können eher eingeführt werden, um eine frühzeitige Einführung von CCS zu ermöglichen.

Für den Verkehr gibt es keinen realistischen Weg für CCS, so dass zusammen mit der Verbesserung der Energieeffizienz eine Umstellung auf Biodiesel oder Biomethan angenommen wird. Im Hinblick auf das erwartete starke Wachstum in der Luftfahrt wurde dort keine Nutzung von (knapper) Biomasse angenommen. Da Biokraftstoffe der ersten Generation ohnehin nicht in Flugzeugturbinen eingesetzt werden können, muss ein synthetisches Kerosin bereitgestellt werden.

Eine in der Szenario-Literatur (vgl. IEA 2017) häufig beschriebene Alternative wäre die Kompensation des fossilen Energieverbrauchs im Verkehr durch den Einsatz von Biomasse-CCS in Kraftwerken (BECCS). Letzteres mit Nettonegativ-Emissionen ermöglicht dann eine Netto-Klimaneutralität. Da CCS für Kraftwerke ausgeschlossen wurde, wurde diese Option nicht in Betracht gezogen.

Bereits erwähnt wurde der Einsatz von CCS in der industriellen Kraft-Wärme-Kopplung als eine Ausnahme für Kraftwerks-CCS in diesem Szenario. So kann der erhebliche Dampfbedarf in den Chemieparks und Papierfabriken in NRW über fossile Brennstoffe und CCS gedeckt werden, was eine gewisse Eigenproduktion von Strom ermöglicht.

Kohlenwasserstoffprodukte (z. B. Kunststoffe) werden wie heute auf Basis von Ölderivaten als Rohstoff hergestellt. Um die Klimaneutralität zu gewährleisten, werden die Produkte nach Ablauf ihrer Lebensdauer in Müllverbrennungsanlagen mit CCS verstromt. Eine weitere Option, die prinzipiell mit dem iCCS-Fall vereinbar wäre, wäre die Nutzung von heimischer Braunkohle als Kohlenstoffquelle für Kohlenwasserstoffe. Aufgrund des ungünstigeren Wasserstoff-Kohlenstoff-Verhältnisses der Braunkohle würde ihr Einsatz jedoch zu zusätzlichem CO₂ (das gespeichert werden müsste) oder zu einem zusätzlichen Bedarf an (Elektrolyse-)Wasserstoff führen.

1.3.2.2 Szenario „P2X“

Das P2X-Szenario hat auch viele Ähnlichkeiten mit der heutigen Deckung des Endenergiebedarfs, aber auch einige große Unterschiede dazu. Kraftstoffe bleiben in diesem Szenario flüssig. Zur Komplexitätsreduktion wurde in diesem Szenario synthetisches RES-basiertes Methanol als universeller "Referenz"-Energieträger angenommen, der auf dem Weltmarkt gehandelt, über Tanker nach Europa verschifft und in Pipelines in den NRW-Markt eingespeist wird.

Das RES-basierte Methanol kann im Sonnengürtel der Welt (z. B. Nordafrika, Mittlerer Osten, Australien) mit Strom aus günstigen Wind- und Sonnenquellen sowie CO₂ aus der Luft erzeugt werden.

Methanol kann in modifizierten Benzin- oder Dieselmotoren von Pkw und Lkw eingesetzt werden. Für die Luftfahrt wird die Verwendung von synthetischem Kerosin angenommen (wie in den beiden anderen Szenarien). Diese könnte entweder impor-

tiert oder durch Hydrierung in einer Anlage in einem Seehafen (z. B. Rotterdam) oder in NRW aus Methanol gewonnen werden.

Der Dampfbedarf von Industrieparks und Papierfabriken wird mit methanbefeuelten Kesseln (ohne Kraft-Wärme-Kopplung) gedeckt. Es wurde davon ausgegangen, dass das bestehende Gasnetz genutzt wird, um Biomethan (d. h. Biogase, die aus Holzbiomassen gewonnen und nach den Vorgaben des NG-Netzes an die Industriekunden konditioniert werden) zu liefern. Biomethan wird über bestehende Erdgaspipelines, z. B. aus Osteuropa, importiert.

Der neue Referenzenergieträger Methanol wird auch zur Versorgung von kohlenwasserstoffbasierten Materialien (z. B. Kunststoffe und Lösungsmittel) eingesetzt. Das Szenario geht davon aus, dass das importierte Methanol innerhalb NRWs zu Olefinen und Aromaten verarbeitet wird, den entscheidenden Bausteinen der organischen Chemie. Eine weitere Möglichkeit wäre der direkte Import von Olefinen wie Ethylen und Propylen über Schiffe und (teilweise vorhandene) Pipelines.

Da die Vergasung von Kunststoffabfällen eine recht effiziente Möglichkeit ist, Synthesegas für die Methanolproduktion zu liefern (vgl. Brems et al. 2013), wird davon ausgegangen, dass die Vergasung und die Umwandlung in Methanol an den bestehenden petrochemischen Clustern in NRW stattfinden wird.

NRW ist das wichtigste stahlerzeugende Bundesland innerhalb Deutschland. In diesem Szenario wird davon ausgegangen, dass die Stahlproduktion auf die wasserstoffbasierte Direktreduktion von Eisenerz zu Eisenschwamm und die Weiterverarbeitung zu Rohstahl in einem Elektrolichtbogenofen verlagert wird (vgl. Fishedick et al. 2014b). Um den Wasserstoffbedarf der Stahlindustrie (und einen zusätzlichen Bedarf in der chemischen Industrie) zu decken, wird in diesem Szenario Wasserstoff nach NRW importiert.

1.3.2.3 Szenario „all-electric“

Das Szenario "all-electric" geht von den größten Veränderungen der Infrastruktur- und Technologiebestände innerhalb der in diesem Beitrag analysierten Szenarien aus: Das gesamte Straßentransportsystem (d. h. alle Pkw, Busse und Lkw) sowie der gesamte industrielle Produktionsbestand wird auf den Einsatz eines anderen Energieträgers, d.h. Strom, umgestellt. Für einige Anwendungen werden Reinvestitionen in elektrische Anwendungen günstiger sein als herkömmliche Technologien. Insbesondere Elektro-Öfen sind typischerweise einfacher aufgebaut und können energieeffizienter betrieben werden als Öfen mit Brennern (siehe z.B. Schüwer et al. 2018, Guminski 2015).

Es liegt jedoch auf der Hand, dass ein solch radikaler Umbau des Energiesystems auch neue Infrastrukturen erfordert, d.h. ein deutlich leistungsfähigeres Stromnetz auf allen Spannungsebenen (einschließlich eines paneuropäischen Hochspannungsgleichstromnetzes) sowie zusätzliche Speicherkapazitäten für elektrische Energie.

In dem hier skizzierten System importiert NRW auch Strom zur Erzeugung von Methanol im Inland für die Materialversorgung, was eine eher radikale Annahme ist. Da dies ohnehin eine indirekte Art der Stromnutzung ist, hätte auch von einem Import dieses P2X-Produkts ausgegangen werden können, ohne die Konsistenz eines voll-elektrischen Szenarios zu gefährden. Der Grund für die Annahme der Inlandspro-

duktion war jedoch eine Abschätzung der maximal möglichen Stromeinfuhren, wenn die industrielle Wertschöpfung in NRW so weit wie möglich erhalten bliebe.

1.3.3 Kohlenstoffbilanz

Abbildung 3 zeigt die Kohlenstoffbilanzen der drei Szenarien und gibt den jährlichen Kohlenstoffumsatz innerhalb des Energie- und Produktsystems an (angegeben durch die Höhe der "Energiesystembox"). Der Kohlenstoffumsatz kann auf der Quellenseite definiert werden als

- die Menge an Kohlenstoff (CO_2 -Äquivalent) bei der Gewinnung fossiler Rohstoffe (Brennstoffe, Kalkstein) plus
- Kohlenstoff (CO_2 -Äquivalent), gespeichert in (Kunststoff-)Abfälle, die in das Energiesystem zurückgeführt werden plus
- CO_2 aus der Atmosphäre durch Biomasseanbau oder Abscheidung aus der Luft (direct air capture, DAC).

Auf der Seite der Senken wird der Kohlenstoffumsatz widergespiegelt durch

- CO_2 (und CO) Emissionen (auch aus biogenen Quellen) plus
- Speicherung von Kohlenstoff in Produkten (z. B. Kunststoffen) plus
- geologische Speicherung von CO_2 (CCS).

Das "all-electric" Szenario (auf der rechten Seite der Abbildung) ist offensichtlich der einzige echte Low-Carbon-Fall - die beiden anderen sind dagegen netto kohlenstoffarm. Der Kohlenstoffumsatz im all-electric-Szenario beträgt 31 Mio. t/a und beschränkt sich auf den prozessbedingten Kohlenstoffeinsatz und den Einsatz von Kohlenwasserstoffen, insbesondere die Rückführung von Kunststoffabfällen in das System sowie die absoluten Bestandserhöhungen bei Kunststoffen (19 Mio. t/a). Aufgrund der für alle drei Szenarien gültigen Gesamtannahme eines gemischten Systems im Gebäudesektor kommt es auch zu einer gewissen Nutzung von Biogas mit entsprechender CO_2 -Entnahme aus der Atmosphäre und entsprechenden Emissionen.

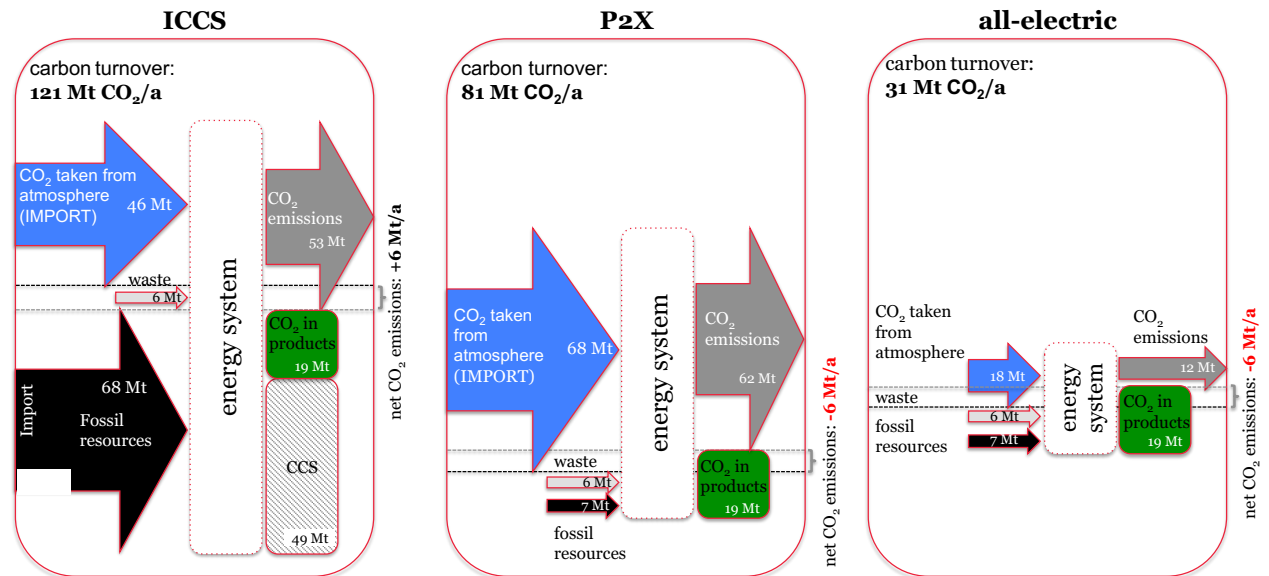


Abbildung 3 Kohlenstoffbilanzen der drei untersuchten Systemen (Jahresflüsse)

Quelle: Eigene Darstellung

In allen drei Szenarien gibt es die gleiche Menge an Kohlenstoff im (Kunststoff-) Abfall, die nach Ablauf der Nutzung in das Energiesystem zurückfließt (6 Mio. t/a). Die Menge an Kohlenstoff, die bei der jährlichen Neuproduktion von Kunststoffwaren gebunden wird, wird ebenfalls in allen drei Szenarien als gleich angenommen (19 Mio. t/a), was einen massiven jährlichen Bestandsanstieg von Kunststoffen auf heutigen Niveau bedeutet.

Prozessbedingte CO₂-Emissionen in Höhe von 7 Mio. Tonnen CO₂/a aus dem Kohlenstoffeinsatz in der Sekundärstahl- und Aluminiumelektrolyse, der Kalk- und Zementklinkerproduktion sowie der Glasproduktion sind in allen drei Fällen gleich hoch.

Abgesehen von diesen Gemeinsamkeiten herrschen die Unterschiede jedoch vor: Im iCCS-Fall ist der größte Teil des in das System eingeleiteten Kohlenstoffs fossilen Ursprungs, der zu 90 % durch den Einsatz von CCS kompensiert wird. Die CO₂-Emissionen aus dem Kraftstoffverbrauch von Verbrennungsmotoren und der dezentralen Wärmeversorgung werden durch den biogenen Kohlenstoffeinsatz kompensiert, so dass die Nettobilanz der CO₂-Entnahmen aus der Atmosphäre und der jeweiligen CO₂-Emissionen dieser Anwendungen neutral ist. Die verbleibenden Netto-CO₂-Emissionen stellen den gesamten Nettostrom zwischen fossil gebundenem Kohlenstoff und Kohlenstoff in der Atmosphäre innerhalb eines Jahres dar. Sie sind als Delta zwischen den beiden gestrichelten Linien sichtbar. Die schwarz gestrichelte Linie zeigt die Höhe des fossilen CO₂-Eintrags und die grüne die Höhe der CO₂-Speicherung an. Übersteigt die Menge an fossilem Input das Niveau der Speicherung, entstehen jährliche Netto-Emissionen.

Im iCCS-Fall stellen die (positiven) Netto-Emissionen den Anteil der nicht abgeschiedenen fossilen CO₂-Ströme in der Industrie dar. Bereits oben wurde festgestellt, dass die Netto-Emissionen in diesem Fall durch den Einsatz von BECCS kompensiert werden könnten, z. B. durch Biogas statt Erdgasfeuerung in industriellen KWK-Anlagen mit CCS.

Der P2X-Fall zeigt fast keinen Eintrag von fossilem Kohlenstoff in das System. Aber auch der Brutto-Kohlenstoffumsatz ist niedriger als im iCCS-Fall, was auf die folgenden Punkte zurückzuführen ist:

- Wasserstoff wird in der Primärstahlproduktion anstelle von Kohle/Koks eingesetzt,
- Die Produktion von Olefinen und Aromaten wird vom Steam Cracken (mit Verbrennung eines Teils der fossilen Rohstoffe) auf die Produktion auf Methanolbasis verlagert,
- Keine KWK (kein Gasverbrauch für die Stromerzeugung im KWK-Betrieb),
- Höhere "Kohlenstoff-Effizienz" im Transport durch Methanoleinsatz statt Biodiesel und Biogas.

Die negativen Netto-CO₂-Emissionen von 6 Mio. t/a deuten darauf hin, dass die "Speicherung" von Kohlenstoff in Gütern (über das Netto-Bestandswachstum) die fossilen Einträge in das System durch den Kohlenstoffeinsatz in der Metallindustrie und die Verwendung von Kalkstein überwiegt. Wäre der Netto-Bestandzuwachs bei Kunststoffen wesentlich geringer, könnten jedoch auch hier positive Netto-CO₂-Emissionen auftreten.

1.3.4 Auswirkungen auf das Energiesystem und die Infrastruktur

Auch nach dem Ausstieg aus dem Steinkohlenbergbau in NRW im Jahr 2018 werden der Braunkohlebergbau und umfangreiche Infrastrukturen für den Transport und die Energieumwandlung erhalten bleiben. Steinkohle für Kraftwerke und Stahlproduktion wird in großen Schiffen entlang des Rheins zu den Kraftwerken und Stahlwerken transportiert. Erdgas wird über ein leistungsfähiges Gasnetz importiert und Erdöl sowie flüssige und gasförmige Ölprodukte werden über zwei Pipelines, die die Raffineriestandorte NRWs mit dem Hafen von Rotterdam sowie dem Südwesten Deutschlands verbinden, zu den drei Raffineriestandorten transportiert. NRW ist ein wichtiger Nettoexporteur von Strom (vor allem in das übrige Deutschland und die Niederlande). So gibt es bereits ein starkes Stromnetz, das Kraftwerke, energieintensive Grundstoffindustrien (wie die Primäraluminiumproduktion) und die angrenzenden Regionen miteinander verbindet. Zusätzlich verbindet ein regionales Wasserstoffnetz die relevanten Raffinerie- und Chemiecluster in der Rhein-Ruhr-Region.

Im Folgenden wird eine erste Abschätzung des Anpassungsbedarfs an die Energieinfrastruktur für die drei oben beschriebenen Szenarien vorgenommen. Diese wird ergänzt um die Analyse einer zusätzlichen Sensitivität "all-electric + P2X-Import" (siehe unten). Die quantitative Analyse beschränkt sich auf die jährlichen Nettoimportströme. Diese können als erste Abschätzung für den Anpassungsbedarf in den Übertragungsinfrastrukturen verwendet werden. Anschließend werden geografische Aspekte von Quellen und Senken qualitativ diskutiert, um Einblicke in szenariospezifische Ressourcenflüsse innerhalb NRWs und die jeweiligen Infrastrukturanforderungen zu geben.

1.3.5 Netto-Energieflüsse

Alle Szenarien zeigen, dass die zukünftigen Primärenergiebilanzen der dekarbonisierten Energiesysteme deutlich von der heutigen Situation abweichen werden, wie in Abbildung 4a dargestellt. Die Primärenergieversorgung der drei Sektoren Verkehr,

Industrie und Gebäude zeigt in allen drei Szenarien deutliche Nachfragerückgänge gegenüber der heutigen Situation, sowie starke Unterschiede in der jeweiligen Rolle der Energieträger.

Die iCCS-Strategie ersetzt in der Regel den Ölverbrauch im Verkehr durch (importierte) Biomasse, wendet CCS auf die großen zentralen Punkte der Energienutzung an und nutzt Biogas, um den Rest der dezentralen Nachfrage in Industrie und Gebäuden zu decken. Damit wächst die Biomassenutzung erheblich, aber das Wachstum entspricht immer noch anderen Szenarien, die stark auf Biomasse und CCS angewiesen sind (z. B. das Szenario „B2DS“ in (IEA 2017)).

Das P2X-Szenario geht von einer Mischung aus Biomasse und synthetischen Kraftstoffen auf Strombasis mit der gleichen Menge an Biomasse aus wie im "iCCS", jedoch mit einer anderen Struktur, wobei mehr Biomasse in der Industrie und weniger im Verkehrssektor verwendet wird (in der Abbildung nicht dargestellt).

Die all-electric Strategie schließlich zeigt sich so monolithisch wie der Name des Szenarios vermuten lässt. Hier müssen über 500 TWh (1.800 PJ) Strombedarf in NRW gedeckt werden, was massive Importe bedeutet. Das Landesumweltamt NRW hat ein inländisches technisches Potenzial von 169 TWh erneuerbarer Stromerzeugung errechnet, d. h. 83 TWh aus Wind, 72 TWh aus PV, 13 TWh aus Biomasse und 0,6 TWh aus Wasserkraft (vgl. LANUV NRW 2012, 2013, 2014, 2017). Auch das geothermische Energiepotenzial wurde von LANUV NRW (2015) bewertet, aber das gesamte NRW-Potenzial wurde der Wärmeversorgung zugewiesen. Das technisch erschließbare Erzeugungspotenzial liegt also nur bei rund einem Drittel des errechneten Bedarfs im Szenario.

Abbildung 4a: Primärenergiebilanz der Energieträgerbereitstellung für Verkehr, Gebäude und Verarbeitendes Gewerbe in NRW

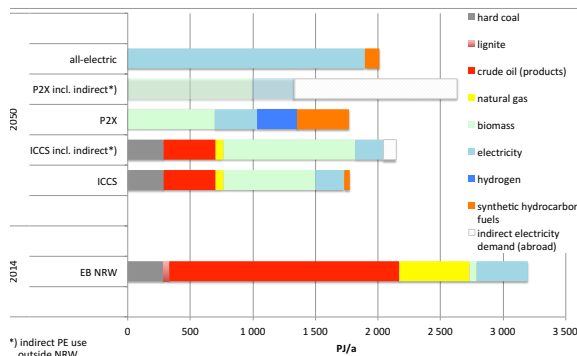


Abbildung 4b: Netto-Gas-Importe

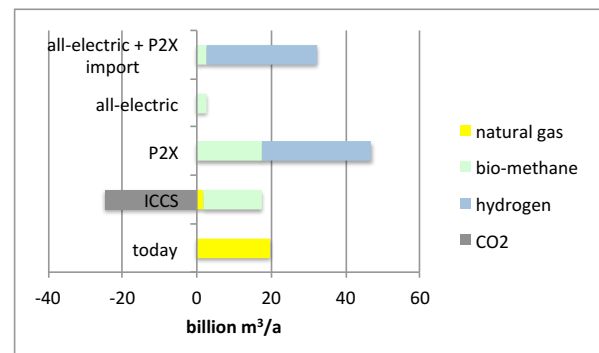


Abbildung 4c: Nettoimporte flüssiger Kohlenwasserstoffe

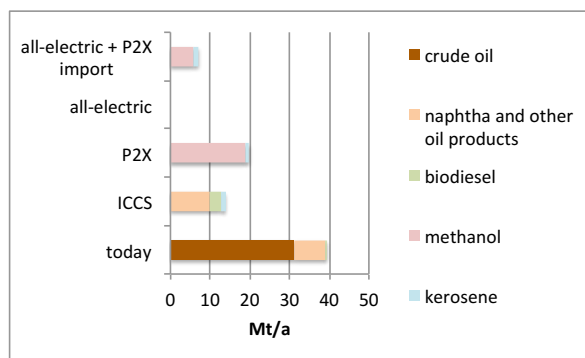


Abbildung 4d: Netto-Stromimporte

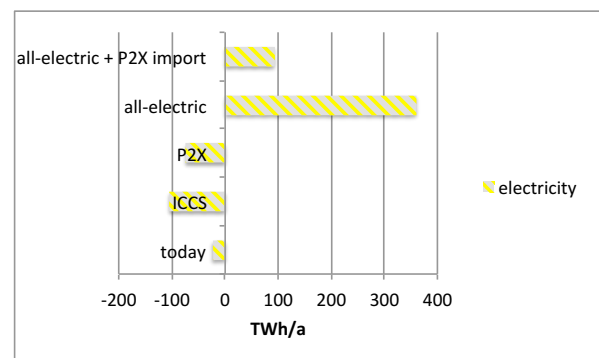


Abbildung 4 (a-d) Primärenergiebilanz NRW und resultierende jährliche Energieträgerimportströme gegenüber heute

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an IT.NRW 2016

Die Veränderungen in der Primärenergiebilanz haben auch Auswirkungen auf die Energieimport- und -exportbilanzen (siehe Abbildung 4b-d): Heute importiert NRW jährlich 39 Milliarden Normkubikmeter Erdgas (Abbildung 4b), exportiert aber auch 20 Milliarden m³. Im Übertragungsnetz wird Erdgas in der Regel auf rund 100 bar komprimiert, um die Pipelines effizienter zu nutzen. Der daraus resultierende jährliche Nettoimportstrom beträgt 20 Milliarden Normkubikmeter pro Jahr (siehe Abbildung 4b).

Zwei Szenarien (iCCS und P2X) zeigen einen ähnlichen Bedarf an gasförmigen (Methan-)Importen in der Zukunft (Summe aus Erdgas und Biomethan), der fast so hoch ist wie der heutige Erdgasimport. Beide benötigen jedoch zusätzliche gasführende Pipeline-Infrastrukturen: Je nach Zeitpunkt der Einführung von CCS in NRW könnten die CO₂-Speicherstätten im iCCS-Fall in diesem Szenario bereits bis 2050 gefüllt sein, so dass die gesamte jährlich zu speichernde CO₂-Menge (49 Mio. t/a oder 25 Mrd. Normkubikmeter/a) "exportiert" werden muss, z. B. in die nordholländischen Gasfelder oder norddeutschen Salzsedimente. Das P2X-Szenario hingegen erfordert einen massiven Import von Wasserstoff. Da das bestehende Erdgasnetz noch mit dem Transport von Methan ausgelastet ist (und daher nicht umgerüstet werden kann), ist eine zusätzliche Wasserstoffleitung (bzw. ein Netz) erforderlich, die die Stahlwerke und Raffinerien am Rhein mit möglichen Standorten der Wasserstoff-

zeugung (z. B. an der Nordseeküste) oder Import-Hubs (z. B. Antwerpen oder Rotterdam) verbindet. Im Gegensatz dazu wird im vollelektrischen Fall die Gasinfrastruktur nicht mehr benötigt. Der verbleibende Gasbedarf (des Gebäudebereichs) könnte sogar durch NRW-Biogasanlagen gedeckt werden (nicht Teil der Analyse).

Fast 40 Millionen Tonnen flüssige Kohlenwasserstoffe wurden 2014 über Pipeline, Binnenschifffahrt und Eisenbahn nach NRW importiert (Abbildung 4c), wobei Pipelines der Hauptverkehrsträger für die Standard-Energieträger wie Rohöl, Naphtha oder Kerosin sind. Die Verlagerung von Pkw und Lkw auf die Schiene und die Binnenschifffahrt sowie Effizienzverbesserungen in den Flotten sind in den Szenarien die Haupttreiber für eine schrumpfende Nachfrage nach flüssigen Kraftstoffen. So würde die vorhandene Infrastruktur ausreichen, um zukünftige Importe von flüssigen Brennstoffen in allen analysierten Szenarien zu transportieren, wenn die Rohölpipelines auf die jeweiligen Energieträger wie Ölprodukte oder Methanol umgestellt werden. Im Szenario iCCS wird noch Naphtha aus fossilem Rohöl zur Herstellung von Petrochemikalien in NRW Steamcrackern importiert. Auch hier wird das all-electric Szenario bis 2050 keine Pipelines für den Import von Flüssigkeiten mehr erfordern, so dass auch die hierfür heute bestehende Importinfrastruktur stillgelegt werden könnte.

Die Analyse des Stromimportbedarfs zeigt erwartungsgemäß genau das Gegenteil (Abbildung 4d): massive Nettostromimporte im all-electric-Fall, während NRW in den beiden anderen Szenarien die inländischen Stromerzeugungspotenziale nicht einmal voll ausschöpfen müsste. Es liegt auf der Hand, dass eine solche Kombination aus relativ teurer regenerativer Stromerzeugung in NRW (abseits der Küste und abseits des Sonnengürtels) und gleichzeitiger Nichtnutzung der Flexibilitätsoptionen von P2X innerhalb des Landes nicht sinnvoll ist. Unter den unter iCCS und P2X beschriebenen Szenarien würde das Potenzial der regenerativen Stromerzeugung in NRW wahrscheinlich nicht in vollem Umfang ausgeschöpft - oder durch eine kleinere Inlandsnutzung von P2X (z. B. für Power-to-Heat in der Industrie) ergänzt und damit der Nettostromexport reduziert.

Die drei Diagramme (Abbildung 4b-d) teilen einen Befund bezüglich des Falles „all-electric“: Die vorhandene Infrastrukturen reicht für eine solche Entwicklung nicht aus bzw. wären nicht mehr erforderlich. Bestehende Gas- und Ölinfrastrukturen würden bis 2050 überflüssig, während das heutige Stromnetz viel zu schwach wäre. Wie bereits erwähnt, würde der Import von P2X-Produkten anstelle der inländischen Produktion aus importiertem Strom zu einer geringeren Stromnachfrage führen, aber dennoch zur allgemeinen Storyline des Szenarios passen. Aus diesem Grund wurde eine zusätzliche Sensitivität "all-electric+P2X-Import" analysiert, wobei ein Import von P2X-Produkten (d. h. Methanol und Wasserstoff) angenommen wurde. Auf der Seite des Endenergiebedarfs bleiben alle Technologien gegenüber dem Basiszenario „all-electric“ unverändert.

Die Sensitivität passt sich deutlich besser in die bestehenden Infrastrukturen ein: Die bestehende Gastransportinfrastruktur könnte zum Teil für den Transport von Wasserstoff genutzt werden, und die Ölproduktpipeline könnte auf den Transport von Methanol umgestellt werden. Wäre NRW keine Energietransitregion mehr (abhängig von der zukünftigen Entwicklung in Südwestdeutschland), würde die Nutzung der heute verfügbaren Bruttoimportkapazitäten (mindestens ein Volumen von 39 Mrd.

m³, die 2014 nach NRW importiert wurden) eine Verdoppelung der Nettoimportkapazitäten bedeuten.

Die Nettostromimportnachfrage bleibt in der Sensitivität "rein elektrisch+P2X-Import" jedoch hoch und wird voraussichtlich noch einen Netzausbau erfordern, allerdings in deutlich geringerem Umfang als im Basisfall. Genauere Schätzungen des Netzanpassungsbedarfs würden eine zusätzliche Simulation durch Modelle mit hoher zeitlicher Auflösung erfordern.

Unter Berücksichtigung des Primärenergieverbrauchs der gesamten Wertschöpfungskette zeigt die Sensitivität einen höheren Gesamtstrombedarf, da sie nicht auf heimische CO₂-Quellen (wie im rein elektrischen Fall) z. B. in der Zementindustrie zurückgreift, sondern auf das weniger effiziente Direct Air Capture Verfahren (DAC) setzt, das als Referenzanwendung für die P2X-Produktion im Ausland angenommen wird.

Daraus lässt sich schließen, dass jedes Szenario mit unterschiedlichen infrastrukturellen Herausforderungen im Hinblick auf den Import von Energieträgern konfrontiert ist, die eindeutig der jeweiligen Hauptstrategie zuzuordnen sind: Im iCCS-Fall besteht die Notwendigkeit, ein CO₂-Netz aufzubauen, im P2X-Fall ein Wasserstoff-Importnetz aufzubauen und im vollelektrischen Fall das Stromnetz deutlich auszubauen.

1.3.6 Geographische Aspekte

Eine Diskussion der geografischen Aspekte der Infrastrukturanforderungen der drei Szenarien erfolgt auf der Grundlage der nachfolgend dargestellten Karten. Das Bundesland NRW (grün markierte Fläche) wird jeweils zusammen mit den benachbarten Niederlanden und Belgien gezeigt, um bestehende und mögliche zukünftige Verbindungen, Synergien oder Standortkonkurrenzen aufzuzeigen.

Abbildung 5 Bestehende NRW-Pipeline-Infrastruktur und Industrie-Standorte“ zeigt die bestehenden Pipeline-Infrastrukturen in NRW und den benachbarten Gebieten auf. Es zeigt sich ein eng vermaschtes Erdgasnetz-Transportnetz, das teilweise parallel laufende Doppel-Leitungen aufweist und über leistungsfähige Kuppelstellen mit allen Nachbargebieten verbunden ist. Die Infrastruktur für Rohöl und Ölprodukte ist dagegen alleine auf die drei Raffinerien in NRW ausgerichtet. Rohöl und Ölprodukte (wie z. B. Rohbenzin oder Dieselmotorenkraftstoff) kommen aus Rotterdam, eine zusätzliche Rohölpipeline besteht über den Raffineriestandort Lingen nach Norden in Richtung Wilhelmshaven.

Die ölbasierte Plattformchemikalie Ethylen kann per Pipeline zwischen allen bedeutenden Standorten der Petrochemie in Nordwesteuropa verschoben werden: Von Rotterdam über Antwerpen bis nach NRW und weiter über Ludwigshafen bis ins bayrische Chemiedreieck reicht das Pipelinenetz. Regional gibt es zusätzlich Propylen-Pipelines (z. B. im nördlichen Ruhrgebiet).

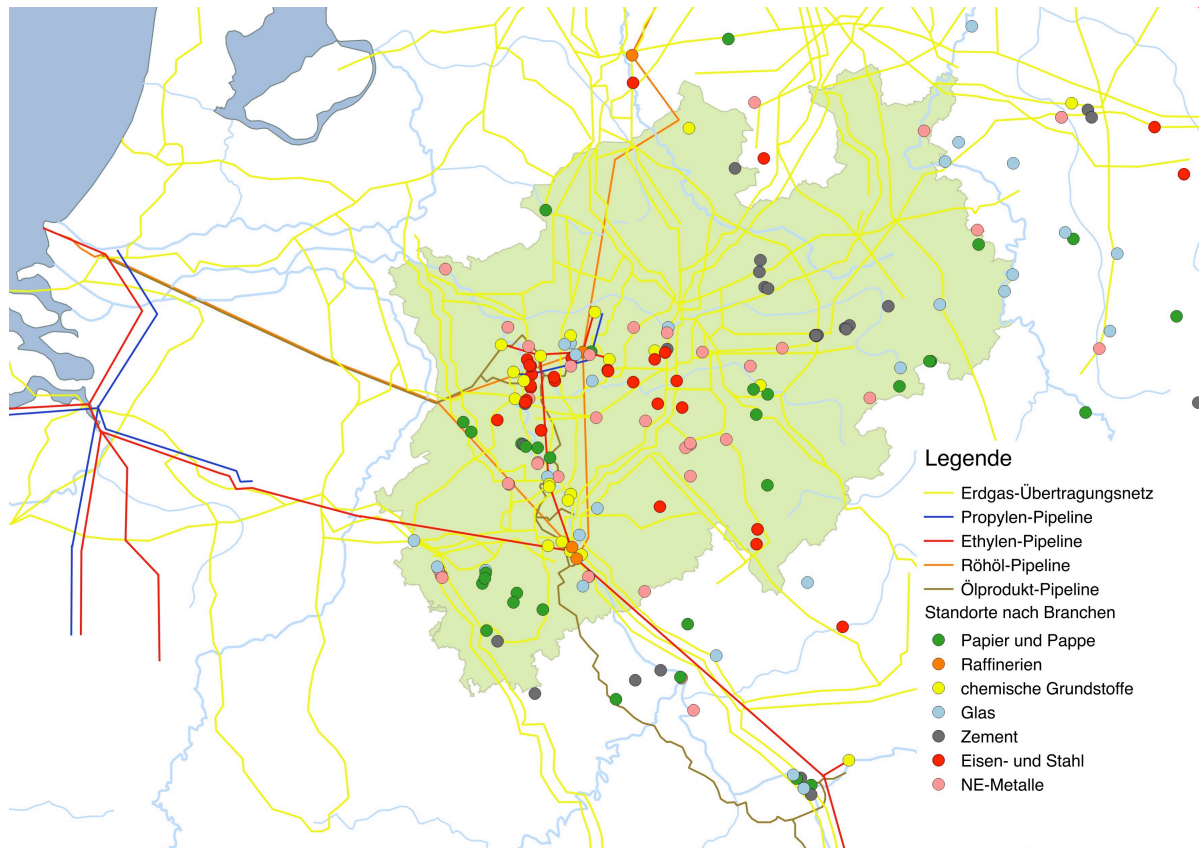


Abbildung 5 Bestehende NRW-Pipeline-Infrastruktur und Industrie-Standorte

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Datenbank des Energiesystemmodells WISEE ESM

Die drei szenariospezifischen Karten (Abbildung 5, Abbildung 6 und Abbildung 7) konzentrieren sich auf die diejenigen Infrastrukturen, die in dem jeweiligen Szenario neu zu entwickeln wären, bzw. stark ausgebaut werden müssten. Wie im vorhergehenden Abschnitt beschrieben sind dies CO₂-Pipelines im iCCS-Fall, Wasserstoff-Pipelines im P2X-Fall und Stromnetze (sowie NRW-interne CO₂-Verteilungspipelines) im Fall „all-electric“.

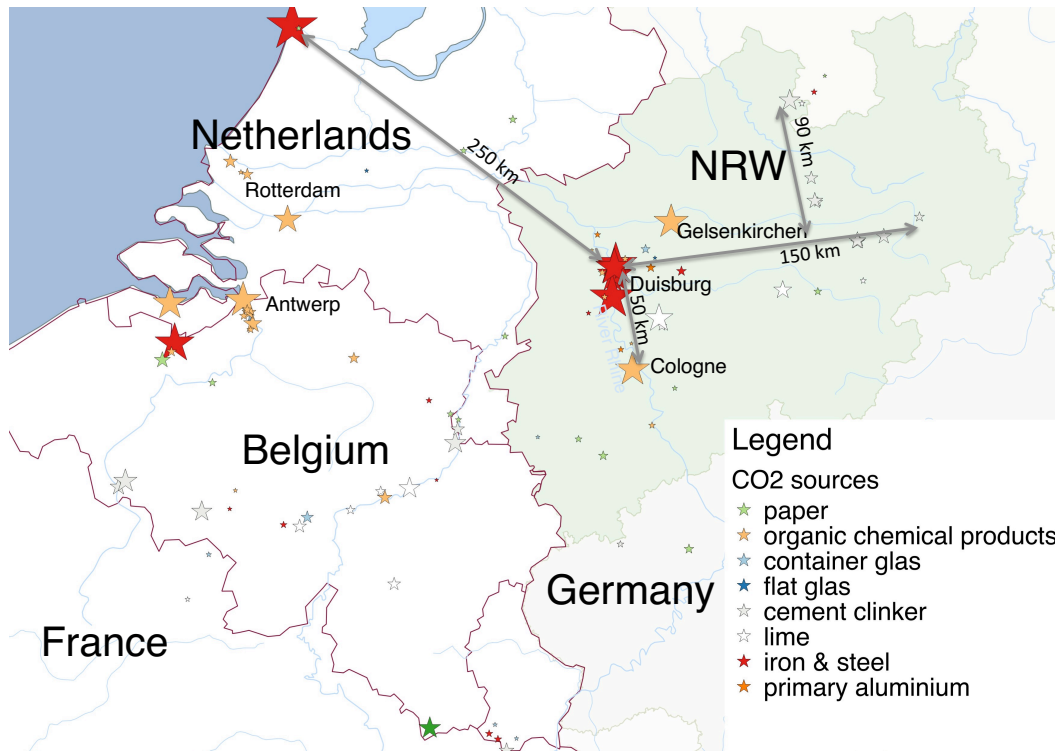


Abbildung 6 Zu entwickelnde Infrastrukturen im iCCS-Szenario

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Datenbank des Energiesystemmodells WISEE ESM; Emissionsdatenbank PRTR der Europäischen Umweltagentur (EEA)

Die iCCS-Karte zeigt, dass die zu sammelnden CO₂-Quellen (als Sterne dargestellt) im westlichen Teil von NRW entlang des Rheins konzentriert sind (Metall- und Glasindustrie, Steam Cracker). Die Sterngröße weist dabei auf den Umfang hin, mit dem CO₂ zur Verfügung stünde. Aber auch in den Zementklinkeröfen im Norden und Osten des Landes entstehen relevante Mengen an CO₂. Ein möglicher CO₂-Hub für den Anschluss an NRW könnte das Stahlwerk Ijmuiden sein, nur 250 km nordwestlich des NRW-Stahlclusters in Duisburg. Die Chemiecluster im Hafen von Antwerpen und Rotterdam wären ebenfalls Kandidaten für einen solchen Hub, sofern sie früh genug entwickelt werden können. Sie sind jedoch weiter entfernt von den großen CO₂-Speicherkapazitäten im Norden der Niederlande sowie in der Nordsee. Innerhalb von NRW könnten die Steamcracker-Standorte Köln und Gelsenkirchen sowie die Zementstandorte über ein ca. 300 km langes Backbone-Netz mit Duisburg verbunden werden. Südwestlich von Köln gibt es einige kleinere CO₂-Quellen (Papierfabriken, Glasindustrie und Nichteisenmetalle), aber wahrscheinlich immer noch bedeutend genug, um eine Sammelleitung zu entwickeln.



Abbildung 7 Zu entwickelnde Infrastrukturen im P2X-Szenario

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Datenbank des Energiesystemmodells WISEE ESM

Für das P2X-Szenario wurde die Wasserstoffimport-Infrastruktur als Entwicklungsbedarf identifiziert. Tatsächlich würde der enorme Wasserstoffbedarf, der mit einem klaren Hotspot in den Primärstahlwerken in Duisburg verbunden ist, eine Wasserstoffleitung mit einem Durchmesser von rund 100 cm (bei einem Betrieb mit 100 bar) erfordern. Bestehende Wasserstoffleitungsnetze in Europa haben einen deutlich geringeren Querschnitt von 10-20 cm (Air Liquide Netze in BeNeLux und im Rhein-Ruhr-Gebiet NRW). Um Flexibilität zu ermöglichen, lassen Betreiber oft Druckbereiche zwischen 20 und 100 bar zu. Ein solcher flexibler Betrieb würde sogar einen höheren Querschnitt oder doppelte Rohre erfordern. In Duisburg könnte die Pipeline an das bestehende, von Air Liquide betriebene Wasserstoffverteilungsnetz Rhein-Ruhr angeschlossen werden, das den Cluster Gelsenkirchen/Marl mit den Kölner Chemieclustern verbindet. Die bestehende Ethylen-Pipeline aus Antwerpen könnte Olefine direkt an die petrochemischen Cluster in Köln und Gelsenkirchen/Marl liefern und damit den Methanol-Transportbedarf reduzieren (Verlagerung der Olefinproduktion von NRW zu den Küstenstandorten), aber damit keine Alternative zum Wasserstoffimport bieten, der im Szenario benötigt wird, um lokal gesammelten Kohlenstoff aus Kunststoffabfällen für ein chemisches Recycling vollständig verfügbar zu machen.

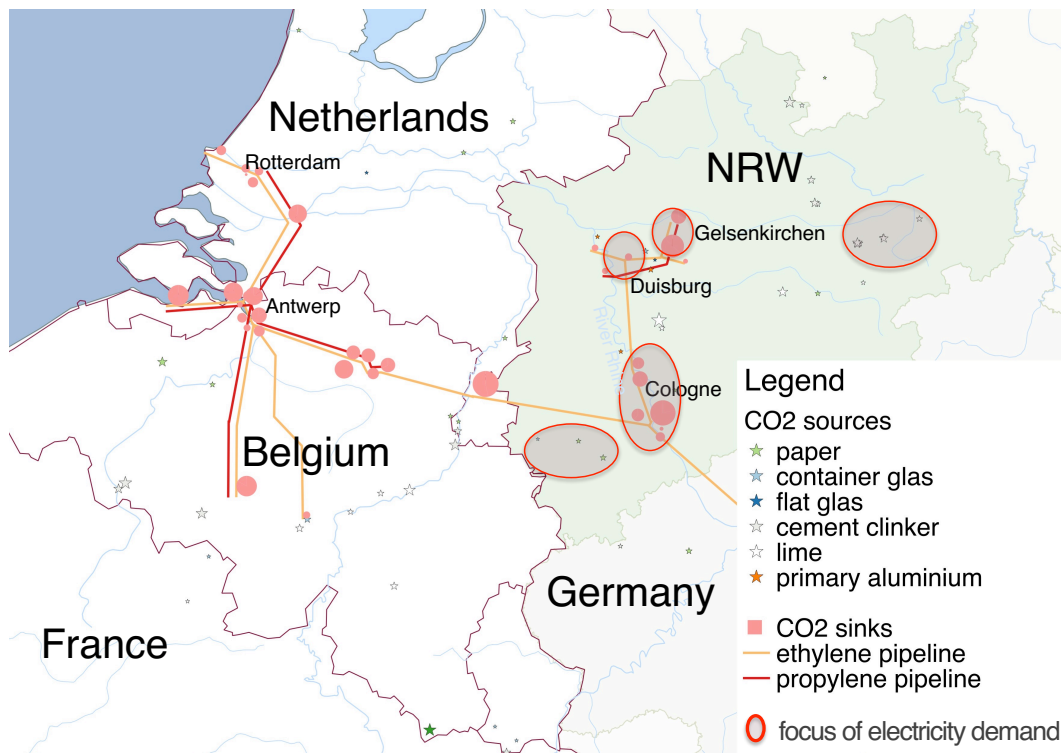


Abbildung 8 Zu entwickelnde Infrastrukturen im all-electric-Szenario

Quelle: Eigene Darstellung in Anlehnung an die Datenbank des Energiesystemmodells WISEE ESM; Emissionsdatenbank PRTR der Europäischen Umweltagentur (EEA)

Das Szenario „all-electric“ weist mehrere Hotspots des Stromverbrauchs auf, aber die tatsächlichen Standorte insbesondere der Elektrolyseure, die ein großer Stromverbraucher sein werden, könnten optimiert werden, um Erweiterungen in den Verteilungsnetzen zu minimieren. Elektrolyseure können an Kreuzungspunkten von Hochspannungsnetzen und vorhandenem Wasserstoff- oder den Ethylen-/Propylen-Netzen betrieben werden. Andere Hotspots sind eher lokal an bestehende Standorte wie die Zementindustrie mit ihren Kalksteinbrüchen oder bestehende Walzwerke der Stahl- und Nichteisenmetallindustrie gebunden. Das bestehende Erdgasnetz würde kaum noch genutzt und könnte in ein CO₂-Verteilungsnetz NRW umgewandelt werden, um industrielle CO₂-Quellen im Osten (in diesem Szenario insbesondere die Zementindustrie) und mögliche CO₂-Senken im Westen miteinander zu verbinden. Bei den in der Karte dargestellten „CO₂-Senken“ handelt es sich um die heutigen Standorte der Weiterverarbeitung von Olefinen und Aromaten. Tatsächlich müsste die Erzeugung dieser Plattformchemikalien nicht dezentral erfolgen. Stattdessen könnten die Anlagen der Methanol-Synthese (als tatsächliche Standorte der Einbindung von CO₂) und der Umwandlung von Methanol zu Ethylen und Propylen (MtO) an bestehenden Ethylen- bzw. Propylen-Pipelines stehen.

Bei der Transformation des Energiesystems sind die *bestehenden* Infrastrukturen nicht nur ein mögliches Hemmnis, in dem sie Pfadabhängigkeiten generieren. Sie sollten auch als bedeutendes *Asset* begriffen werden, denn auch in NRW ist eine geringe öffentliche Akzeptanz gegenüber *neuen* Infrastrukturen zu beobachten. Exemplarisch zeigt sich dies in der Ablehnung einer geplanten 30 km langen Kohlenmonoxid-Pipeline, die zwei Standorte der chemischen Industrie in Dormagen und Krefeld

verbinden sollte. Eine Anpassung der bestehenden Infrastrukturen an neue Energieträger ist freilich nötig, um Pfadabhängigkeiten zu vermeiden. Dies erfordert eine langfristige Sichtweise, kann aber dennoch in vielen Fällen schrittweise erfolgen. Wo Doppelleitungen liegen, wie im Erdgastransportnetz häufig der Fall, kann zunächst eine Leitung einem neuen Zweck zugeführt werden. Damit diese Kapazitäten schrittweise frei für eine Konversion werden können, ist Energieeffizienz eine zentrale zusätzliche Strategie, die aufgrund der langen Investitionszyklen (z. B. im Gebäubereich) bereits mittelfristig greifen muss.

1.3.7 Szenarien und bestehende Assets

Tabelle 5 Auswirkungen der Szenarien auf bestehende Assets der Branchen

	Wertverlust/Mehrinvest bei vorzeitigen Maßnahmen vor Ablauf der technischen Nutzungsdauer			Mehraufwand im normalen Reinvestitionszyklus		
	ICCS	P2X	all-electric	ICCS	P2X	all-electric
Oxy-Stahl	Ersatz der kompletten Hochofenroute (bis auf Konverter)	Ersatz der kompletten Hochofenroute durch <u>DR</u>	Ersatz der kompletten Hochofenroute durch <u>DR</u>			
große Industrieöfen	Reinvest der Brenner auf <u>Oxyfuel mit Carbon Capture</u>	-	Reinvest der Öfen (<u>E-Öfen</u>)			
Primär-Alu	<u>Carbon Capture-Nachrüstung</u>	-	-			
Kunststoffe	Nachrüstung der Steam Cracker und Abfallverbrennung mit <u>Carbon Capture</u>	Ersatz von Steam Crackern durch <u>MTO-Anlagen</u>	Ersatz von Steam Crackern durch <u>Methanol-Synthese+MTO-Anlagen</u>			
Ammoniak	<u>Carbon Capture-Nachrüstung</u> am Steam Reformer	Wertverlust (Steam Reformer)	Wertverlust (Steam Reformer)			
Zement	Ersatz bestehender Drehrohröfen durch <u>Oxyfuel-Öfen mit Carbon Capture</u>	Umstellung von Feuerungsanlagen (von Rostfeuerung auf Gas)	Ersatz bestehender Drehrohröfen durch <u>Elektro-Öfen mit Carbon Capture</u>			
Kalk	Ersatz bestehender Schachtöfen durch <u>Oxyfuel-Öfen mit Carbon Capture</u>	Umstellung von Feuerungsanlagen (von Rostfeuerung auf Gas)	Ersatz bestehender Schachtöfen durch <u>Elektro-Öfen mit Carbon Capture</u>			
Papier	<u>Carbon Capture-Nachrüstung</u> an KWK	- (bzw. teilweise Ersatz von Rostfeuerung durch Gas)	<u>E-Dampfkessel</u>			
Glas	Ersatz bestehender Glaswannen durch neue Glaswannen mit <u>Oxyfuel-Brennern und Carbon Capture</u>	-	Ersatz bestehender Glaswannen durch <u>Elektrowannen</u> (+ ggf. CCU)			
Dampf (Querschnitt)	<u>Carbon Capture-Nachrüstung</u> an KWK	-	Ersatz bestehender Dampfkessel durch <u>PtH</u> (HT-Wärmepumpen+Brüdenverdichter und Elektrodenkessel) / Tiefengeothermie			
	bei dezentraler Verwendung von Gasbrennern -					
sonstige HT-Wärme	-	-	Umstellung auf elektrische Versorgung			
sonstiger Wärmebedarf	-	-	<u>elektrisch</u>			
Bedeutung der Zellenfarben:				gegenüber Referenz:		
				geringer		
				gleich		
				etwas höher		
				deutlich höher		

Quelle: Wuppertal Institut

- iCCS erfordert bei vorzeitigen Maßnahmen bzw. schneller Durchdringung von LC-Technologien einen geringeren Mehraufwand
- Im normalen Reinvestitionszyklus sind jedoch P2X und all-electric investitionsseitig günstiger
- Infrastruktur und O&E getrennt davon zu bewerten!

1.3.8 Schlussfolgerungen

Eine tief greifende Dekarbonisierung wird nur möglich sein, wenn alle Wirtschaftssektoren, einschließlich der so genannten schwer zu dekarbonisierenden Sektoren, ihre Treibhausgasemissionen bis zur Mitte des Jahrhunderts oder kurz danach gegen Null reduzieren. Energieintensive Grundstoffindustrien spielen dabei eine besonders wichtige Rolle. In diesem Bereich stellen Pfade für eine weitgehende Dekarbonisierung eine kombinierte technologische, wirtschaftliche und infrastrukturelle Herausforderung dar. Neue und oft disruptive Technologien müssen entwickelt und implementiert werden, von denen sich viele noch in einem frühen Entwicklungsstadium befinden. Diese Technologien erfordern in der Regel auch die Bereitstellung großer Mengen an erneuerbarer Energie. Nordrhein-Westfalen mit einem Anteil von über 10 % an den europäischen energieintensiven Grundstoffindustrien kann gut als Beispiel für die Analyse dieser Herausforderungen dienen, da die verarbeitende Industrie stark geografisch konzentriert ist, oft zusammen mit der fossilen Energiewirtschaft, die einer der Hauptgründe für den Standort vieler dieser Industrien bei ihrer Entwicklung war. Die Analyse zeigt, dass tiefe Dekarbonisierungsstrategien für solche Industrieregionen erhebliche infrastrukturelle Herausforderungen mit sich bringen, da sie die Versorgung mit sauberer Energie und/oder die Abscheidung von CO₂ benötigen.

Aus methodischer Sicht zeigt die Analyse, dass tiefe Dekarbonisierungsszenarien für Industrie und Industrieregionen auch den so genannten nicht-energetischen Energiebedarf für Rohstoffe der chemischen Industrie sowie Kohlenstoffbilanzen berücksichtigen müssen, die nicht nur die Emissionen in die und aus der Atmosphäre, sondern auch den Kohlenstoffbestand in den Produkten umfassen.

Die drei untersuchten Szenarien zeigen, dass grundsätzlich sehr unterschiedliche Zukunftsvisionen für die tiefgehende Dekarbonisierung von Industrieregionen möglich sind, wobei CCS, P2X und Elektrifizierung die Hauptstrategien sind. Ihre Kohlenstoffbilanz zeigt jedoch, dass die ersten beiden Strategien die Gesamt-CO₂-Bilanz von NRW um rund zwei Drittel oder mehr (von heute mehr als 300 Mio. t auf 121 bzw. 81 Mio. t im Jahr 2050) reduzieren und damit eher eine Netto-Kohlenstoffbilanz darstellen, während nur das Elektrifizierungsszenario die Gesamt-CO₂-Bilanz um mehr als 90 % auf jährlich 31 Mio. t reduziert.

Neben den technologischen und wirtschaftlichen Herausforderungen bei der Realisierung weitgehender Dekarbonisierungsszenarien für Industrieregionen, die in diesem Kapitel nicht näher analysiert werden, zeigt unsere Analyse des jeweiligen Infrastrukturbedarfs deutlich, dass sie alle ihre eigene Infrastrukturherausforderung aufweisen. Diese infrastrukturellen Herausforderungen scheinen unvermeidlich zu sein - trotz des starken Rückgangs des Primärenergiebedarfs um rund 50 % in allen drei Szenarien.

Für NRW scheint nur die bestehende Leitungsinfrastruktur für Öl und andere flüssige Kohlenwasserstoffe für alle drei Szenarien mehr als ausreichend oder sogar überdimensioniert zu sein. Zukünftige Importe von synthetischen, auf erneuerbaren Energien basierenden Kraftstoffen oder chemischen Rohstoffen werden deutlich geringere Mengen als die derzeitigen Importe fossiler Produkte haben, was vor allem

auf die starke Elektrifizierung des Straßenverkehrs und die in allen Szenarien vorgesehene Dekarbonisierung des Raumwärmesektors zurückzuführen ist. Auch im iCCS- und P2X-Szenario verfügen die Gasinfrastrukturen bereits über ausreichende Kapazitäten zur Versorgung mit Biomethan. Für die zusätzlichen Wasserstoffimporte des P2X-Szenarios müsste jedoch eine eigene Infrastruktur aufgebaut werden. Im rein elektrischen Szenario werden Gasinfrastrukturen weitgehend redundant, können aber, wie die Variante dieses Szenarios zeigt, in Wasserstoffinfrastrukturen umgewandelt werden. Es ist jedoch wichtig zu beachten, dass bei der Anpassung der Transportmengen auch eine Überprüfung der entsprechenden geografischen Quellen für die neuen Energien notwendig ist. Da der Großteil des Gas- und Ölpipelinennetzes auch heute auf den Energieimport aus den Niederlanden und insbesondere aus dem Seehafen Rotterdam ausgerichtet ist, könnte dies im Falle von NRW auch in Zukunft der passende Import-Hub sein, mit der Ausnahme von Biomethan, das zunehmend aus Osteuropa importiert werden könnte. Für das iCCS-Szenario müsste eine völlig neue Infrastruktur entwickelt werden. Eine eigene CO₂-Pipeline-Anbindung, vorzugsweise in die nördlichen Niederlande, wäre möglicherweise erforderlich. Inwiefern bzw. unter welchen Bedingungen die in NRW vorhandenen Speicher ausreichen können, wäre jedoch noch zu überprüfen. Für das Szenario all-electric sind schließlich erhebliche Stromimporte notwendig, die eine deutliche Stärkung und Ausweitung der Hochspannungsübertragungsnetze erforderlich machen würden, wahrscheinlich in Richtung Norden zur künftigen Offshore-Produktion in der Nordseeregion.

Die infrastrukturellen Herausforderungen der weitgehenden Dekarbonisierungsszenarien stellen eine wichtige Aufgabe zur Umsetzung weitreichender Minderungsstrategien in Industrieregionen dar. Da neue Technologien in der Industrie diese Infrastrukturen für den Betrieb benötigen, die neuen Infrastrukturen aber auch einen erheblichen Bedarf an erneuerbarer Energie erfordern könnten, müssen sowohl die Infrastruktur als auch die dekarbonisierten Industriestrukturen in gewissem Umfang parallel entwickelt werden. Diese notwendige Harmonisierung könnte sowohl für Wasserstoff- als auch für CO₂-Infrastrukturen ausgeprägter sein, da diese fast vollständig neu entwickelt (oder umgebaut) werden müssen. Für Erdgas und Strom hingegen können bestehende Infrastrukturen genutzt werden, die aber mit zunehmender Nutzung schrittweise ausgebaut werden können. Diese Infrastrukturen sind typischerweise mit entsprechenden Infrastrukturen in anderen Nachbarregionen vernetzt und werden teilweise auch für den Energietransit genutzt. Diese Tatsache erhöht die Komplexität der Umstellung.

Zusammenfassend zeigen die Szenarien für NRW, dass die Industrieregionen vor besonderen Herausforderungen der tiefen Dekarbonisierung stehen. Um diese zu bewältigen, sind ganzheitlichere Szenarioansätze erforderlich, die "normale" soziotechnische und ökonomische Aspekte, aber auch Infrastrukturbedürfnisse und Kohlenstoffbilanzen solcher Regionen abdecken.

1.3.9 Anhang zu den Szenarien

Tabelle 6 Gemeinsam für alle drei Szenarien verwendete Aktivitätskennzahlen

	indicator	activity 2015	assumed activity in the future (2050)	Source
mobility				
passenger cars	bill. vehicle-km	126.7	81.8	Görner et al. (2018)
light-duty vehicles	bill. vehicle-km	7.3	12.0	
heavy-duty vehicles	bill. vehicle-km	10.3	10.2	
aviation passengers	bill. passenger-km	27.2	26.3	
aviation freight	bill. tonne-km	1.4	3.1	
inland navigation	bill. tonne-km	25.2	58.1	
buildings				
buildings (residential and others)	TJ	N/A	295.7	Görner et al. (2018)
industry				
primary steel	Mt steel	15.1	15.1	IT.NRW (production statistics at federal state level) and own assumptions based on trade association data
secondary steel	Mt steel	2.3	2.3	
hot rolling of steel	Mt hot-rolled coil	13.6	13.6	
primary aluminium	Mt aluminium	0.2	0.2	
secondary aluminium	Mt aluminium	0.2	0.2	
hot-rolling of aluminium	Mt hot-rolled coil	2.0	2.0	
high-value (petro-)chemicals	Mt HVC	6.2	6.2	
ammonia	Mt NH3	0.6	0.6	
cement	Mt cement	9.5	9.5	
lime	Mt lime	1.6	1.6	
paper	Mt paper	4	4.0	Görner et al. (2018)
flat glass	Mt flat glass	0.5	0.5	
container glass	Mt container glass	0.1	0.1	
steam (cross-cutting)	TJ of steam	98.2	88.4	
other high-temperature heat demand	TJ HT-heat	35.8	35.8	
other (low-temperature) heat	TJ heat	317.1	285.4	
other electricity demand	TJ electricity	85.5	72.7	
amount of plastic waste for chemical recycling	PJ of methanol from plastic waste (which is not suitable for mechanical recycling)			
			93.9	own assumption derived from HVC production

Quelle: Eigene Darstellung

Tabelle 7 Parameter der Modellierung im Szenario iCCS[illegible]

Quelle: Wuppertal Institut

Tabelle 8 Parameter der Modellierung im Szenario P2X

[illegible]

Quelle: Wuppertal Institut

Tabelle 9 Parameter der Modellierung im Szenario all-electric[illegible]

Quelle: Wuppertal Institut

1.4 Identifizierung und Diskussion des verbleibenden Bedarfes für iCCS

1.4.1 Zielsetzung

In Kapitel 1.3 wurden explorative Pfade zur Transformation der energieintensiven Grundstoffindustrie entwickelt. Sie zeigen anhand dreier Szenarien, dass das Ziel einer Reduktion der THG-Emissionen in diesem Sektor um 80 % bis zum Jahr 2050 erreicht werden kann. Jedes Szenario baut dabei auf einem Mix unterschiedlicher Technologien und Prozesse auf.

So wichtig die Schlussfolgerung ist, dass die angestrebte THG-Reduktion technisch machbar ist, so notwendig ist es jedoch auch, die Rahmenbedingungen zu betrachten, unter denen die entsprechenden Pfade tatsächlich realisiert werden könnten. Dies können so unterschiedliche Fragestellungen wie die Auswirkungen auf Ökosysteme, die gesellschaftliche Akzeptanz oder auch die Ableitung von Kostensenkungspotenzialen sein. Können diese Nebenbedingungen weitgehend positiv gestaltet werden, tragen sie zu einem wesentlich robusteren Ergebnis und einer höheren Umsetzungswahrscheinlichkeit des gewählten Pfades bei. Die Grundlage hierfür ist eine systematische Analyse von Hemmnissen und Barrieren, aber auch Chancen und treibender Kräfte aus verschiedenen Perspektiven.

Die Zielsetzung dieses Unterkapitels ist es daher, darzustellen, welche Schritte zu einer integrierten oder ganzheitlichen Bewertung der Transformationspfade und ihrer Technologien bzw. Prozessen notwendig sind und welcher Forschungsbedarf sich daraus ergibt. Dies wird im Folgenden am Beispiel des iCCS-Pfades für die Anwendung von CCS in der Industrie dargestellt, gilt jedoch genauso für die in den beiden anderen Pfaden („PtX“ und „all-electric“) verwendeten Technologien. Eine integrierte Bewertung ist wiederum die Voraussetzung dafür, aus der Vielzahl möglicher Anwendungen und Bausteine des iCCS-Pfades diejenigen Elemente zu identifizieren, die in den verschiedensten Bewertungsdimensionen *positiv* abschneiden und die damit vermutlich relativ sicher umgesetzt werden können. Diejenigen Optionen, die *negativ* abschneiden, zeigen Handlungsbedarf auf. In diesen Fällen ist die Umsetzung z. B. von der Gestaltung entsprechender Rahmenbedingungen abhängig.

Folgende Vorgehensweise wird für dieses Unterkapitel gewählt:

- Als erstes wird ein allgemeiner Rahmen für eine integrierte Bewertung aufgezeigt, der verschiedene mögliche Vorgehensweisen umfasst.
- Jedes Bewertungsverfahren nutzt einzelne Indikatoren in unterschiedlichen Bewertungsdimensionen, von denen anschließend am Beispiel des Verfahrens der multikriteriellen Bewertung ausgewählte Indikatoren dargestellt werden. Hierbei wird zunächst das Kriterium erläutert, anschließend werden Synergien zu CCS im Kraftwerkssektor dargestellt und schließlich wird die zu untersuchende Fragestellung für iCCS aufbereitet („Forschungsfrage“).

- Abschließend wird der Forschungsbedarf zusammengefasst, der sich sowohl hinsichtlich der Bewertung von iCCS als auch der weiteren in den Transformationspfaden verwendeten Technologien ergibt.

1.4.2 Rahmen für eine integrierte Bewertung

Im Zusammenhang mit der Einführung neuer Technologien hat sich zunehmend gezeigt, dass es nicht ausreicht, nur die technische Machbarkeit zu optimieren und zu bewerten. Um Transitionsprozesse, z. B. die Energiewende, so zu gestalten, dass sie breit akzeptiert und unterstützt werden, bedarf es neben der technischen Optimierung auch der Bewertung und Optimierung ihrer ökologischen, ökonomischen, sozialen und politischen Folgen. Generell stellt eine Berücksichtigung dieser Faktoren eine Grundbedingung zur Umsetzung von Prozessen in Richtung einer nachhaltigen Entwicklung dar (vgl. Geibler und Rohn 2009). Entsprechende Nachhaltigkeitsbewertungen, die globale wie lokale und langfristige wie kurzfristige Perspektiven einbeziehen, dienen Entscheidungsträgern zur Einschätzung, welche technologischen Pfade im Einklang mit einer nachhaltigen Entwicklung stehen und in welchen Bereichen möglicherweise noch nachgebessert werden muss (vgl. Ness et al. 2007). Dabei besteht die Herausforderung, sowohl quantitative als auch qualitative Faktoren, interne wie auch externe Aspekte und existierende, aber auch zukünftige Technologien oder Bausteine zu evaluieren und in einem Konzept zusammenzubringen (vgl. Wuppertal Institut 2015 S. 51). Im Folgenden werden vier Optionen aufgezeigt, wie eine solche Nachhaltigkeitsbewertung, auch als integrierte oder ganzheitliche Bewertung bezeichnet, durchgeführt werden können.

(I) Nachhaltigkeitsregeln des Deutschen Bundestages

Die Enquete-Kommission „Schutz des Menschen und der Umwelt“ des 13. Bundestages hat 1998 14 grundlegende Regeln zur Umsetzung der ökologischen, ökonomischen und sozialen Dimension des Leitbilds der nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung verabschiedet (vgl. Enquete-Kommission 1998). Auch wenn diese Regeln eher für die volkswirtschaftliche Ebene gedacht sind, können sie dennoch auch dazu verwendet werden, den Beitrag neuer Technologien zur nachhaltigen Entwicklung eines Landes einzuschätzen. Aus diesen Regeln hat das Umweltbundesamt Anforderungen an einen möglichen Beitrag von CCS im Kraftwerksbereich innerhalb der Energiewende abgeleitet (vgl. UBA 2006). Da der Einsatz von CCS mehrere Nachhaltigkeitsregeln verletzt (u. a. aufgrund des zusätzlichen Verbrauchs endlicher fossiler Rohstoffe), sieht das UBA den Einsatz von CCS nur im Rahmen einer Übergangszeit.

Für industrielles CCS liegt bisher keine Bewertung unter diesen Nachhaltigkeitsregeln vor.

(II) Nachhaltige Entwicklungsziele als weltweiter, übergreifender Ansatz

Auch die Nachhaltigen Entwicklungsziele (Sustainable Development Goals, SDG) der UN aus dem Jahre 2015 sind eher übergreifende Ziele, mit denen das Erreichen der ökonomischen, ökologischen und sozialen Entwicklungsperspektiven gemessen werden sollen. Die 17 Ziele mit ihren 169 Teilzielen aus allen Dimensionen stellen eine „Kompassfunktion“ für alle Staaten unabhängig von ihrem Entwicklungsstand dar. Aber auch viele Städte, Branchen, Unternehmen und Wissenschaftler wenden diesen

Zielkatalog inzwischen selber an (vgl. Schneidewind et al. 2018). Die SDGs könnten daher auch einen Kriterienkatalog zur Beurteilung von iCCS als Instrument im Rahmen einer massiven Dekarbonisierungsstrategie für Staaten darstellen.

(III) Multikriterielle Bewertung

Im Rahmen einer vergleichenden, multikriteriellen Bewertung werden für verschiedene Bewertungsdimensionen Kriterien vorgegeben, anhand derer der jeweilige Beitrag einer Technologie zu einem Gesamtziel bewertet werden soll. Hierbei steht das Aufzeigen von Vor- und Nachteilen, von treibenden und bremsenden Kräften und von Chancen und Risiken im Vordergrund. Werden unterschiedliche Technologien oder Technologiepfade bewertet, können so die jeweiligen Ausprägungen pro Technologie offen dargestellt werden. Es ist dagegen nicht das Ziel, eine optimale Technologie oder Strategie auszuwählen, sondern es soll vielmehr für jede Option aufgezeigt werden, wie diese zum anvisierten Ziel beiträgt und wo Handlungsbedarf aufgrund von offensichtlichen Nachteilen besteht.

Das Wuppertal Institut hat in der Vergangenheit eine Vielzahl solcher multikriterieller Bewertungen durchgeführt und dabei jeweils einen Ausschnitt aus folgendem Kriterienfächer verwendet:

Tabelle 10 Kriterienfächer zur Durchführung einer multikriteriellen Bewertung

Technologie	Ökologie	Ökonomie	Politik und Soziales	Systemaspekte
Stand der Technologie	CO ₂ / THG-Emissionen	Kostenentwicklung	Übereinstimmung mit politischen Zielen	Systemkompatibilität
Kommerzielle Verfügbarkeit	Weitere Emissionen	Externe Kosten	Unabhängigkeit von anderen Maßnahmen	Flexibilität und Anpassungsfähigkeit
Innovationspotenzial	Lebenszyklusweiter Ressourcenverbrauch	Exportpotenzial	Beschäftigungseffekte	Gefahr von Pfadabhängigkeiten respektive lock-in Effekten
Marktpotenzial	Umweltrisiken	Industriepolitische Chancen	Gesellschaftliche Akzeptanz	Risikofragen
Anwendbarkeit in anderen Bereichen	Irreversibilitäten	Wirtschaftliche Entwicklungsimpulse	Stakeholderanalyse	
Infrastrukturbedarf	Toxizität		Treiber und Barrieren	
Technische Risiken	Auswirkungen auf Ökosysteme		Rechtliche Anforderungen	
			Versorgungssicherheit	

Quelle: Wuppertal Institut

(IV) Multikriterielle Analyse im umfassenden Sinne (MCA)

Eine weitergehende Methode ist die Multikriterienanalyse (multicriteria analysis, MCA). Diese erlaubt, die verschiedensten quantitativen und qualitativen Bewertungsfaktoren in einen einheitlichen Analyserahmen zu integrieren. Ziel der MCA ist es dabei, Entscheidungs- oder Handlungsmöglichkeiten zu analysieren und komplexe Entscheidungen bei Mehrfachzielsetzung zu unterstützen. Durch die Nutzung von Gewichtungsfaktoren können sowohl unterschiedlichen Bewertungsdimensionen wie Ökologie oder Ökonomie eingeführt als auch Präferenzen verschiedener Stakeholder modelliert und die Pluralität von Interessen berücksichtigt und gleichzeitig analysiert werden. Die Auswahl der Bewertungskriterien sowie die Gewichtung erfolgen oft durch partizipative Beteiligung von Stakeholdern. Für die Berechnung der Bewertungsergebnisse stehen verschiedene Methoden zur Verfügung, die mit Hilfe von mathematischen Algorithmen, teilweise mit Softwareunterstützung, Informationen auswerten, zusammenfassen und eine Rangordnung der Handlungsoptionen anbieten. Die Anwendung von multikriteriellen Analyseverfahren ermöglicht es somit, verschiedene Technologieoptionen oder Prozesse miteinander zu vergleichen, indem ihr jeweiliger Beitrag zu den Bewertungsdimensionen bewertet wird und schließlich für jede Option ein Punktwert ermittelt wird.

1.4.3 Vorgehensweise

Im folgenden Kapitel wird die Methode der *multikriteriellen Bewertung* gewählt und anhand ausgewählter Kriterien, die das Wuppertal Institut für die Bewertung von Technologien, insbesondere auch von CCS, verwendet, Forschungsbedarf im Hinblick auf die Bewertung von iCCS aufgezeigt (siehe Abbildung 9). Selbstverständlich können weitere Kriterien oder Bewertungsdimensionen hinzugefügt werden.

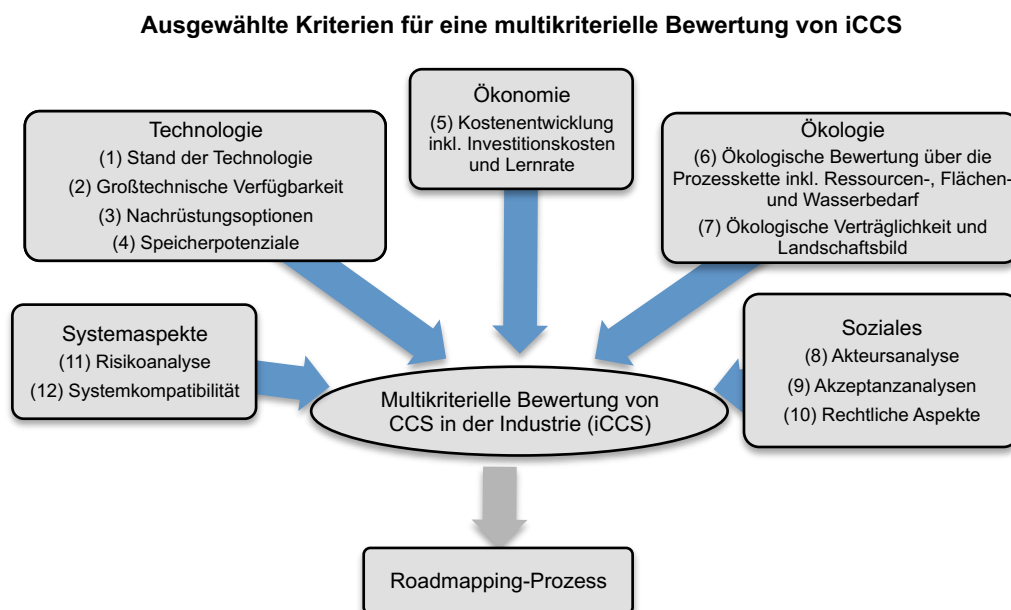


Abbildung 9 Ausgewählte Kriterien für eine multikriterielle Bewertung von iCCS

Quelle: Wuppertal Institut

Da zum jetzigen Zeitpunkt zunächst grundsätzlich die Machbarkeit von iCCS und mögliche Hemmnisse sowie treibende Kräfte evaluiert werden sollen, wird von einer MCA im umfassenderen Sinne abgesehen. Diese sollte angewandt werden, wenn schließlich von mehreren Pfaden ein optimaler Pfad ausgewählt werden soll. Das Ziel einer integrierten Bewertung ist vielmehr

- a) den skizzierten iCCS-Pfad im Hinblick auf Hemmnisse und Chancen zu evaluieren und
- b) die drei Pfade gegenüberstellen und Vor- und Nachteile der einzelnen Pfade zu evaluieren

1.4.4 Bewertungskriterien

(1) Stand der Technologie

Inhalt des Kriteriums:

Die Evaluierung des Standes der Technik (der gesamten CCS-Kette, aber insbesondere der CO₂-Abscheidung) ist die Voraussetzung für eine Reihe von Bewertungskriterien. Hierunter fallen z. B. die technische Performance, die Effizienz, die Reinheit des bereit gestellten Kohlendioxids (die für Transport, Lagerung und ggf. auch Weiternutzung eine wesentliche Bedeutung hat) und die Einordnung nach dem Stand von F&E, ausgedrückt im Technology-Readiness-Level (TRL), aber auch die erwartete zukünftige technische Entwicklung, angefangen von technischen Optimierungsschritten bis hin zur technischen Skalierbarkeit.

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Zur Entwicklung von CCS-Technologien im Kraftwerkssektor gibt es eine Vielzahl von (Review) Publikationen der letzten Jahre. Weltweit gibt es bisher jedoch keine großtechnische Anwendung von CCS in Kraftwerken. Insbesondere in der EU sind F&E-Aktivitäten für CCS stark herunter gefahren worden. In Deutschland gibt es nur noch ein größeres Forschungsprojekt (Post-combustion am Kraftwerk Niederaußem) (vgl. Markewitz et al. 2017). Eine aktuelle Übersicht über den Stand der Technologien sollte verdeutlichen, welche Erfolge bisher erreicht wurden und was der gegenwärtige Stand der Forschung ist (z. B. Capture-Verfahren der 2. Ordnung).

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Auch für iCCS sollte die Evaluierung des Standes der Technik am Beginn einer multikriteriellen Bewertung stehen. Die Prozesse zur CO₂-Abscheidung in der Industrie sind ähnlich zu denen bei der CO₂-Abscheidung in Kraftwerken (z. B. chemische Absorption, physikalische Absorption, Druckwechseladsorption, ...), sie müssen jedoch in ganz andere Prozessumgebungen integriert werden und sind von den dort vorherrschenden Bedingungen abhängig. Daher dürfte die Übertragbarkeit der Erfahrungen aus dem Kraftwerksbereich gering sein (vgl. Markewitz et al. 2017). Die Forschung steht hier erst ganz am Anfang und es gibt bisher keine Musterlösungen für die hier betrachtete Grundstoffindustrie, sondern nur einzelne wenige Projekte (entnommen aus (Global CCS Institut o. J.)).

■ Großtechnische Anlagen

- In zwei Anlagen zur Wasserstoffherstellung mittels Dampfreformierung wird seit 2013 bzw. 2015 jeweils 1 Mt CO₂/a abgetrennt (Air Products in den USA und Quest in Kanada).
- Eine weitere großtechnische iCCS-Anlage wird seit 2016 in einem Forschungsprojekt zur CO₂-Abscheidung an einem Direktreduktionsverfahren der Emirates Steel Industries (Abu Dhabi CCS) in den VAE genutzt (CO₂-Abscheidung von 0,8 Mt/a).
- Eine Anwendung in einer Raffinerie in Kanada (Alberta ACTL) mit einer CO₂-Abscheidung von 1,2 - 1,4 Mt/a soll Ende 2018 in Betrieb genommen werden (vgl. Global CCS Institute 2018; vgl. Global CCS Institut o. J.).⁹
- In 2018 soll zudem eine kleine CO₂-Abscheideanlage (0,36 Mt/a) an einer Coal-to-Chemicals-Anlage in Yulin City (China) in Betrieb gehen (dort werden seit 2012 schon 0,05 Mt/a CO₂ abgetrennt).

■ Pilot- und Demonstrationsanlagen:

- Zementproduktion
 - EU-Horizon2020-Projekt CEMCAP zur Vorbereitung großtechnischer CO₂-Abtrennung in der europäischen Zementindustrie
 - ITRI Calcium Looping Pilotanlage in Hualien, Taiwan (8,8 kt/a)
- Eisen- und Stahlproduktion
 - COURSE 50 Projekt in Japan zur CO₂-Abtrennung am Hochofen (chemische Absorption 11 kt/a, physikalische Absorption 2,2 kt/a).
 - STEPWISE Projekt in Schweden zur CO₂-Abtrennung von CO₂ aus Hochofengas (5,1 kt/a)
- Wasserstoff-Produktion
 - Tomakomai CCS Demonstration Project in einer Raffinerie in Japan (100 kt/a)

Es ist daher eine Aufbereitung der Erfahrungen aus Pilot- und Demonstrationsvorhaben im Kraftwerksbereich nötig und hierauf aufbauend eine „vergleichende systematische und konzeptionelle Aufarbeitung möglicher CO₂-Abscheideverfahren für die wichtigsten Industrieprozesse“ (vgl. Markewitz et al. 2017 S. 41).

Erste überschlagsmäßige Abschätzungen zur Anwendung von Post-combustion und Oxyfuel-Combustion bei den relevanten Industrieprozessen wurden in Hermann et al. (2012) durchgeführt, die als Basis für aktualisierte Berechnungen verwendet werden können. Neben dem Stand von Neuanlagen ist auch zu bewerten, ob schon Konzepte für die Nachrüstung mit entsprechenden Anlagen vorliegen. Weiterhin ist zu prüfen, ob die Kombination einzelner Prozesse mit einer CO₂-Abscheidung Flexibilisierungsoptionen in den betreffenden Industrien entgegen stehen würde. Insbesondere bei der chemischen Abscheidung können die laufenden Prozesse nicht beliebig unterbrochen werden. Aber auch eine Konkurrenz zu alternativen CO₂-Einsparmaßnahmen ist zu prüfen (Effizienzmaßnahmen, alternative Prozessrouten, Elektrifizierung, Produktwechsel, ...) (vgl. Markewitz et al. 2017).

⁹ Die bisherige Forschung und großtechnische Anwendung konzentrierte sich auf die CO₂-Abscheidung bei der Düngemittelherstellung und der Erdgasaufbereitung (Global CCS Institute 2018).

(2) Großtechnische Verfügbarkeit

Inhalt des Kriteriums:

Eine der zentralen Aspekte hinsichtlich der Umsetzbarkeit des modellierten iCCS-Pfades ist die Frage, wie lange der Weg vom Pilotstadium zur kommerziellen Einsatzbarkeit sein wird. Der Zeitpunkt, zu dem die gesamte CCS-Kette (Abtrennung, Transport und Lagerung) in kommerziellem Ausmaß in Kraftwerken einsatzbereit sein wird, wird in den jüngsten Veröffentlichungen und auch Verlautbarungen der Industrie zunehmend erst bis um das Jahr 2030 erwartet.

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Weltweit gibt es bisher keine großtechnische Anwendung von CCS in Kraftwerken. Einzig für einen kleinen Block des kanadischen Kraftwerks Boundary Dam (139 MW) wird seit 2015 erstmals die komplette CCS-Kette demonstriert, wobei das CO₂ nicht eingelagert, sondern für EOR (siehe unten) genutzt wird. Eine Reihe von kleineren Demovorhaben darf nicht darüber hinweg täuschen, dass es eine Vielzahl von Hindernissen für eine großmaßstäbliche Umsetzung von CCS gibt (vgl. Chen und Rennings 2014; vgl. European Commission 2013; vgl. von Hirschhausen et al. 2012; vgl. Markewitz et al. 2017; vgl. Viebahn et al. 2012b, 2015a):

- Unsicherheiten über die zukünftige Klimapolitik, deren Richtung sich auch 2,5 Jahre nach den Pariser Beschlüssen auf der COP 21 nicht abzeichnet,
- dementsprechend niedriger „Carbon-Preis“ wie z. B. innerhalb der EU, der keine Anreize setzt, in Zusatzkosten für CCS zu investieren,
- verzögerte oder nicht weiter verfolgte Demonstrationsprojekte, die die Voraussetzung für das Entwickeln großskaliger Anlagen sind,
- entsprechend kein kommerziell betriebenes Kraftwerk, so dass sich keine Lerneffekte entwickeln können,
- keine öffentliche Akzeptanz von Transport und Lagerung des CO₂.

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Zur Beurteilung der möglichen Umsetzbarkeit des modellierten iCCS-Pfades in Deutschland (und darüber hinaus auch in Europa) sollte ein update der oben beschriebenen weltweiten Situation von CCS erstellt werden. Während der kommerzielle Einsatz von CCS in Kraftwerken für 2030 angepeilt wird, wird er aufgrund des niedrigeren Entwicklungsstandes für Anwendungen in der Industrie zwischen 2030 und 2040 erwartet (vgl. Markewitz et al. 2017; vgl. Öko-Institut e.V und Fraunhofer ISI 2015). Basierend auf der in Kriterium (1) erfolgten Evaluierung der für die Industrie einsetzbaren Verfahren und der Bewertung der wenigen existierenden Forschungsprojekte zur CO₂-Abscheidung sollten die Voraussetzungen analysiert werden, bis wann mögliche Verfahren in NRW großtechnisch eingesetzt werden könnten. Dabei ist gleichzeitig aufzuzeigen, welcher Handlungsbedarf besteht, wie die Industrie in NRW ggf. an F&E-Projekten beteiligt werden könnte und welcher Finanzierungsbedarf sich hieraus ergibt. Hier sind ebenfalls die Ergebnisse der Akteursanalyse aus Kriterium (8) im Hinblick auf die Einstellung der relevanten Industriebetriebe in NRW einzubeziehen.

(3) Nachrüstungsoptionen

Inhalt des Kriteriums:

Neben der Neuinstallation industrieller Anlagen, die von Beginn an mit einer CO₂-Abscheidung ausgerüstet sind, kommt auch eine Nachrüstung bestehender Anlagen in Betracht. Auch wenn diese in der Regel weniger effizient als eine Neuinstallation sind, können sie gerechtfertigt sein, wenn die industriellen Anlagen noch eine ausreichende Restlaufzeit haben.

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Hinsichtlich einer Nachrüstung sind ergänzend zur üblichen techno-ökonomischen Bewertung mehrere Restriktionen zu berücksichtigen. So muss eine ausreichende Fläche zur Verfügung stehen, um die CO₂-Abscheideanlage installieren zu können. Im Falle der CO₂-Abscheidung an Kraftwerken entspricht diese zusätzliche Fläche in etwa der Fläche des Kraftwerks selber, da eine CO₂-Abscheidungsanlage im Prinzip eine eigene Chemiefabrik darstellt. Aus diesem Grund wurden innerhalb der RECCS-Studie keine KWK-Anlagen innerhalb von Städten für CCS vorgesehen (vgl. Wuppertal Institut 2010). Weiterhin ist die Zeit für eine Umrüstung zu berücksichtigen, innerhalb derer die eigentliche Anlage außer Betrieb genommen werden muss. Im Falle von Kraftwerken wird hier von einem Jahr Stillstand ausgegangen. Schließlich sollten die Umrüstkosten ins Verhältnis zur Restlaufzeit der Anlage gesetzt werden. Im Kraftwerkssektor wird z. B. empfohlen, eine Nachrüstung nur durchzuführen, wenn das Kraftwerk jünger als 12 Jahre ist (vgl. McKinsey 2008).

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Innerhalb des iCCS-Pfades sind verschiedene Nachrüstmaßnahmen vorgesehen, so z. B. bei industrieller KWK, bei Müllverbrennungsanlagen oder für das Gichtgas-Recycling entlang der Hochofen-Konverterroute („top gas recycling“). Für die in Frage kommenden Anlagen sollten die oben genannten Kriterien (Flächenbedarf, Umrüstzeit und Kosten-Nutzen-Verhältnis) systematisch überprüft werden und das Konzept dann ggf. angepasst werden.

(4) Lagerungspotenzial

Inhalt des Kriteriums:

Eine zentrale Frage in allen CCS-Konzepten ist die Analyse und Bewertung des Lagerungspotenzials. Als Lager kommen in der Regel saline Aquifere (salzwasserführende Schichten) onshore und offshore sowie ausgeförderte Erdöl- und Erdgaslagerstätten in Betracht. Für die erste Ausbauphase von CCS-Konzepten bietet sich die Nutzung von CO₂ für Enhanced Oil Recovery (EOR) oder Enhanced Gas Recovery (EGR), also zusätzliche bzw. tertiäre Förderung, an, da hier auf bestehende Infrastruktur aufgesetzt und in der Regel Erlöse durch den Verkauf des CO₂ erzielt werden können. Die Ermittlung von Lagerungspotenzialen ist aufwendig und geschieht in der Regel unter Verwendung grober Annahmen. Sowohl national als auch international werden hierzu verschiedenste Forschungsarbeiten durchgeführt. Umstritten ist insbesondere die Ermittlung der Lagerungspotenziale von salinen Aquiferen, da der anzusetzende Effizienzfaktor eng mit dem Risiko einer möglichen (unterirdischen) Ausbreitung des CO₂ verbunden ist. Wird eine potenzielle Lagerstätte ausgewählt, muss diese einer

Feinanalyse und einer mehrjährigen Erkundung unterzogen werden, da jede Lagerstätte andere Charakteristika aufweist. Die Dichtigkeit einer Lagerstätte kann nur im Nachgang zur Einlagerung des CO₂ beobachtet werden. Es gibt bisher weltweit nur zwei große CO₂-Lagerstätten, die kommerziell genutzt werden: Sleipner (Utsira-Formation in der norwegischen Nordsee) und In Salah (Algerien), für beide werden Probleme hinsichtlich der Dichtigkeit berichtet (vgl. ETC Group et al. 2017 S. 21).

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Das Wuppertal Institut hat zur Bewertung des Lagerungspotenzials in 2010 eine systematische Analyse von Studien vorgelegt, in denen die verschiedenen in Deutschland möglichen Lagerungskonzepte zusammengestellt und bewertet wurden (vgl. Viebahn et al. 2012a; vgl. Wuppertal Institut 2010). Zielsetzung der Analyse war es, sowohl für Deutschland als auch für benachbarte Länder, die möglicherweise CO₂-Emissionen aus Deutschland lagern könnten, a) bereits vorliegende Kapazitätsabschätzungen für Lagerstätten hinsichtlich ihres Vorgehens und ihrer Annahmen systematisch zu analysieren und miteinander zu vergleichen und b) eine vorsichtige, konservative Abschätzung im Sinne einer unteren Grenze vorzulegen, an der sich potenzielle Investoren und politische Entscheidungsträger orientieren könnten.

Die vorsichtige, konservative Abschätzung ergab ein *effektives* Ablagerungspotenzial für Deutschland in der Größenordnung von 5 Gt CO₂ (unter Zugrundelegung geschlossener Systeme und einem daraus folgendem Effizienzfaktor von 0,1 Prozent für saline Aquifere). Die Unsicherheitsschwankung ergab Werte von 4 – 15 Gt CO₂ (siehe folgende Abbildung). Eine anschließend von der BGR veröffentlichte neue Abschätzung liegt mit 9 – 16 Gt CO₂ in der gleichen Größenordnung (Abbildung 10).

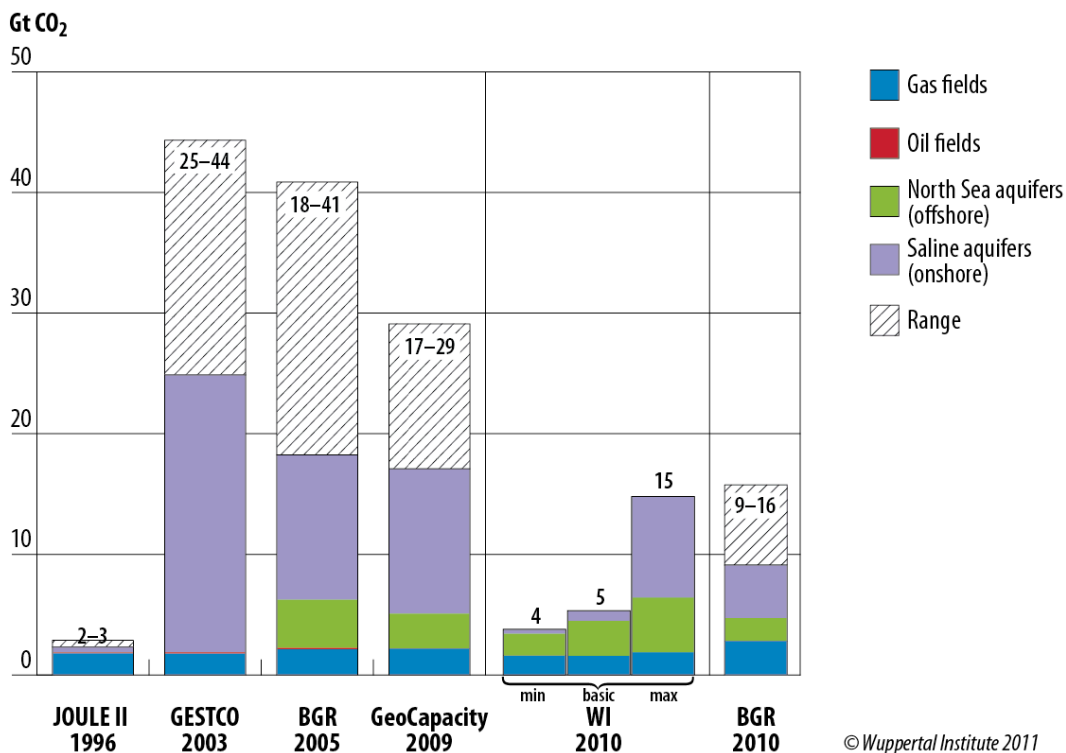


Abbildung 10 Abschätzungen der CO₂-Ablagerungskapazität für Deutschland

Quelle: Wuppertal Institut

Nicht berücksichtigt wurde bei diesen Angaben bisher ein geographischer Abgleich zwischen Quellen und Senken, geeignete Transport-Infrastrukturen, rechtliche Fragen (z. B. der Wegfall eines großen Anteils des oben genannten Potenzials durch das Verbot der Einlagerung in den norddeutschen Bundesländern sowie Brandenburg, siehe Kriterium 10) sowie Akzeptanzfragen. Es muss zudem beachtet werden, dass alle Angaben über Ablagerungspotenziale grundsätzlich mit hohen Unsicherheiten verbunden sind.

Verglichen mit Deutschland beträgt die abgeschätzte *effektive* konservative Kapazität für *Nordwest-Europa* (inkl. Deutschland) 49 Gt CO₂ (Tabelle 11 Übersicht der konservativen Kapazitätsabschätzungen zur CO₂-Ablagerung der deutschen Nachbarländer im Vergleich mit den Emissionen aus großen Punktquellen).

Tabelle 11 Übersicht der konservativen Kapazitätsabschätzungen zur CO₂-Ablagerung der deutschen Nachbarländer im Vergleich mit den Emissionen aus großen Punktquellen

	Einheit	Niederlande	Frankreich	Dänemark	UK ^c	Norwegen ^c	Polen	Summe Ausland	Deutschland ^d	Gesamt
Emissionen ^a	Mt/a	92	131	28	258	28	188	725	465	1.190
Emissionen in 40 Jahren	Gt	3,7	5,2	1,1	10,3	1,1	7,5	28,9	18,6	47,6
Konservative Ablagerungskapazität	Gt	3	1	1	15	21 ^b	3	44	5	49
Rest	Gt	-0,7	-4,2	-0,1	4,7	19,9	-4,5	15,1	-13,6	1,4

^a = Emissionen aus großen Punktquellen von Kraftwerken und Industrie (> 0,1 Mt CO₂/a)
^b = inklusive Utsira mit etwa 1 Gt CO₂
^c = nur offshore
^d = Der Unterschied zu den in Abschnitt 7.5.6 angegebenen Emissionen erklärt sich dadurch, dass dort nur Quellen mit Emissionen größer 1 Mio. t/a berücksichtigt wurden.

Quelle: BMUB (2018)

Auf Ebene der Bundesländer gibt es bisher nur für Nordrhein-Westfalen eine (grobe) Analyse des lokalen CO₂-Lagerstättenpotenzials in Bezug auf die durch den Kraftwerksektor zu erwartenden großen Mengen an CO₂. Diese wurde im Rahmen eines im Jahre 2005 für das damalige NRW-Ministerium für Wirtschaft, Mittelstand und Energie bearbeiteten Projektes vom Geologischen Dienst NRW und der Bundesanstalt für Geowissenschaften und Rohstoffe (BGR) in einer Kurzstudie eruiert. Da die Lagerstättenkapazität nicht genau bestimmt werden konnte, wurde in der Studie für jede potenzielle Lagerstätte abgeschätzt, mit welcher Wahrscheinlichkeit sie eine bestimmte Kapazität aufweisen könnte. Die in dieser Studie ermittelte Lagerstättenkapazität für NRW liegt mit 90 %iger Wahrscheinlichkeit bei 340 Mt; bei 10 % Wahrscheinlichkeit sind es 1.453 Mt. Mit 90 %iger Wahrscheinlichkeit liegt nur eine einzige Lagerstätte knapp über 100 Mt Kapazität; bei 10 % Wahrscheinlichkeit sind es nicht mehr als vier Lagerstätten. Zudem liegen die relevanten Lagerstätten sowohl weit entfernt von den großen Quellen im Ruhrgebiet als auch sehr verstreut im nördlichen und nord-östlichen Bereich von NRW. Geologischer Dienst NRW und BGR (vgl. Geologischer Dienst NRW und BGR 2005) zeigt die Einteilung möglicher Lagerstätten im Falle einer 50 %igen Wahrscheinlichkeit.

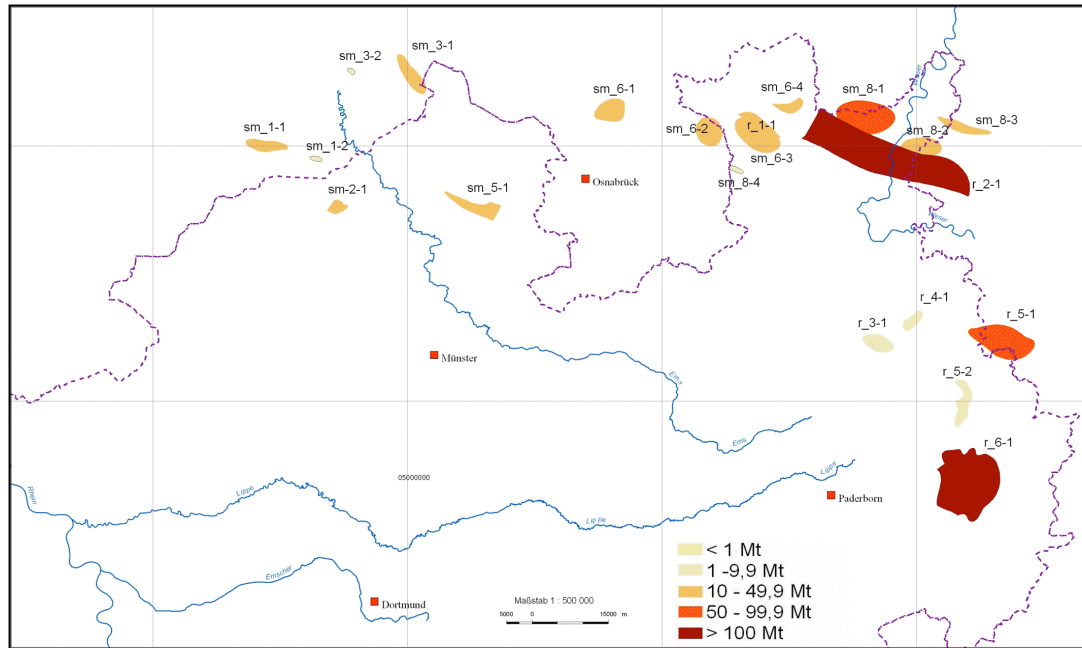


Abbildung 11 Einteilung der Objekte in Lagerstättenklassen in NRW auf Grund der Lagerstättenkapazitäten mit 50 %iger Wahrscheinlichkeit

Quelle: Geologischer Dienst NRW und BGR (2005)

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Vergleicht man die Potenzialabschätzungen für Deutschland mit der Menge an CO₂, die im iCCS-Szenario in 2050 abgeschieden werden würde (49 Mt CO₂), so wird deutlich, dass die in Deutschland verfügbaren Lagerstätten alleine bei der untersten Grenze (4 Gt) für 80 Jahre ausreichen würden. Die Lagerstättenkapazität im Nachbarland Niederlande ist mit 3 Gt etwas geringer. Innerhalb von NRW würden im Falle einer 90 %igen Wahrscheinlichkeit die ermittelten Lagerstättenkapazitäten für rund 5 Jahre, bei 10 % Wahrscheinlichkeit rund 30 Jahre ausreichen. In allen Fällen muss berücksichtigt werden, dass die praktische Kapazität aufgrund der verschiedenen Restriktionen signifikant unter der angegebenen Kapazität liegen wird. Insbesondere in Deutschland ist ein großer Anteil des ausgewiesenen Potenzials aufgrund der Einlagerungsverbote in Norddeutschland und Brandenburg nicht nutzbar.

Da die Potenzialabschätzungen ständig verfeinert werden, sollte zur genaueren Bewertung des iCCS-Pfades zunächst eine *aktualisierte Abschätzung* des Lagerstättenpotenzials für Deutschland vorgelegt werden. Diese sollte nach aktuellen Studien zum Lagerstättenpotenzial recherchieren und diese kritisch reflektieren und ggf. zusammen mit der BGR diskutieren. Ebenfalls sollten die in den letzten 10 Jahren vom BMBF im Rahmen des Geotechnologien-Programms geförderten Forschungsprojekte aufgearbeitet werden (vgl. Markewitz et al. 2017). Aber auch der Stand des weltweit größten Lagerstättenprojekts (Sleipner Projekt an der Utsira-Formation), der für die aus Deutschland oder auch den Niederlanden abgetrennten CO₂-Emissionen relevant werden könnte, sollte angesichts zunehmender kritischer Analysen aufgearbeitet werden (vgl. ETC Group et al. 2017 S. 21). Weiterhin sollte die aktuelle Rechtslage (siehe oben) in die Abschätzung mit einfließen, um neben der effektiven auch die er-

heblich geringere „praktische“ Kapazität zu ermitteln (vgl. „Speicherpyramide“ nach Vangkilde-Pedersen).

Da sich die Lagerstätten aus wirtschaftlichen Gründen in der Nähe der Abscheidungsanlagen befinden sollten (vgl. UBA 2018), sollte zudem ein spezielles Augenmerk auf mögliche Lagerstätten in *Nordrhein-Westfalen* gelegt werden. Die oben erwähnte Kurzstudie der geologischen Dienste für NRW war auf große Mengen an CO₂ fokussiert, wie sie in den damals im Mittelpunkt stehenden Großkraftwerken anfallen würden, und hatte daher nur größere Speicherstrukturen analysiert. Zudem wurde mit einer groben Heuristik gearbeitet, um erste Aussagen über möglicherweise geeignete Lagerstätten zu gewinnen. Im Hinblick auf die in einzelnen Industrieanlagen abzutrennenden kleineren Mengen an CO₂ sollte diese Untersuchung zusammen mit der BGR ebenfalls aktualisiert und methodisch erweitert werden. Dabei könnte der Fokus anstatt auf den Speicherstrukturen auf der Lösung von CO₂ im Formationswasser, also ohne der Möglichkeit der unterirdischen Ausbreitung, liegen. So wäre es z. B. denkbar, dass es ausreichend kleine Lagerstätten in der Nähe der in Frage kommenden und im iCCS-Pfad skizzierten Anlagen gibt, die mit erheblich geringerem logistischem Aufwand und einer höheren Akzeptanz erschlossen werden könnten. Gleichzeitig müssen jedoch mögliche Nutzungskonkurrenzen beachtet werden – diese können z. B. Geothermianwendungen, Erdgasspeicher, Druckluftspeicher o. a. sein.

Schließlich sollten sowohl für Deutschland als auch europaweit die Potenziale an *Basalten* aufgearbeitet werden, die in bisherigen Potenzialstudien nicht betrachtet wurden. Wie im EU-Projekt CarbFix in Island demonstriert wurde, könnte CO₂ zur langfristigen Speicherung mit Wasser versetzt und als Kohlensäure in 700 m tiefe Basaltgesteine eingeleitet werden, wo es sich mit den dort vorhandenen Mineralien Magnesium, Kalzium und Eisen verbindet. Aufgrund der hohen im Basalt vorherrschenden Temperaturen (ca. 400 °C) tritt innerhalb von zwei Jahren die Karbonatbildung ein, wodurch das CO₂ dauerhaft eingelagert bleibt. Seit Herbst 2017 wird dies in Island mit CO₂ getestet, das vor Ort mit einer Anlage der Firma Climeworks aus der Luft abgetrennt wird (vgl. Climeworks o. J.; vgl. Diermann 2017). Ließe sich dieses Verfahren auch großmaßstäblich umsetzen, dürfte mit einer erheblich höheren Akzeptanz der CO₂-Lagerung gerechnet werden, als wenn CO₂ gasförmig eingelagert wird (vgl. Viebahn et al. 2018a).

(5) Kostenentwicklung

Inhalt des Kriteriums:

Ein zentrales Kriterium zur Beurteilung innovativer Prozesse ist die Abschätzung ihrer zukünftigen Kosten.

Zur Abschätzung *zukünftiger Investitionskosten* wird häufig die Methode der Lernkurven verwendet, die eine aktuelle Kostensituation mittels Lernraten in die Zukunft fortschreibt. Eine Lernrate von X % gibt dabei an, dass sich die Kosten z. B. pro Leistungseinheit (€/MW) bei jeder Verdoppelung der installierten Leistung um X % verringern. Die Lernrate spiegelt verschiedene Arten von Lernen (und damit von Kostensenkungspotenzialen) wider: Hierzu zählt insbesondere das Lernen durch Innovationen, durch Upscaling und durch Massenproduktion. Die Höhe der Lernrate kann sich dabei unterscheiden, je nachdem welche geografische Abgrenzung zugrun-

de gelegt wird – z. B. der weltweite Ausbau von CCS oder die Kosten von Photovoltaikanlagen in den USA.

Um die vollständigen Kosten berechnen zu können, müssen auch die Höhe und zukünftige Entwicklung der Betriebskosten berücksichtigt werden, zu denen u. a. die Arbeitskosten und die Brennstoffkosten zählen. Bei den Arbeitskosten können z. B. signifikante Unterschiede je nach Land auftreten, was bei der Ermittlung länderspezifischer Kosten berücksichtigt werden muss (so hat China z. B. wesentlich geringere Arbeitskosten als Deutschland, was sich in günstigeren Kosten für CCS bemerkbar macht, (siehe Deep Decarbonization Pathways Project (2015)). Investitionen und Betriebskosten gehen in die Berechnung der nivellierten Kosten pro Einheit Produkt ein, z. B. die LCOE – Levelised Cost of Electricity Generation (ct/kWh_{el}).

Um die Kosten unterschiedlicher Klimaschutztechnologien vergleichen zu können, müssen sie auf eine Basiseinheit normiert werden. Hierfür bietet sich z. B. das Konzept der *THG-Vermeidungskosten* an. Diese geben die Kosten z. B. in €/t CO₂-äq an, die – gegenwärtig oder zukünftig – mit einer bestimmten Technologie verbunden sind, um die CO₂- bzw. THG-Emissionen um eine Tonne zu mindern.

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Zur Abschätzung der Kostenentwicklung von Kraftwerken mit CCS liegt eine Vielzahl von Literatur vor (siehe z. B. Akbilgic et al. 2015; Global CCS Institute 2009; IEA 2017; Rubin 2016; Rubin et al. 2012; Viebahn et al. 2012a; Viebahn und Falk 2015). Markewitz et al. (2017) geben basierend auf einer Analyse von Kuckshinrichs und Vögele (2015) eine Bandbreite an derzeitigen CO₂-Vermeidungskosten von 30 – 70 €/t CO₂ (ohne Berücksichtigung von Lerneffekten) im Kraftwerksbereich an.

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Da die Kostenentwicklung in Bezug auf Kraftwerke nicht direkt auf iCCS übertragen werden kann, sollten auf Basis der Kriterien (1-3) eigene Abschätzungen der THG-Vermeidungskosten für die im iCCS-Pfad vorgesehenen Anlagen erfolgen und diese dann mit den entsprechenden Kosten der anderen Pfade verglichen werden. Dies betrifft insbesondere die Analyse der CO₂-Abscheidung, während die Kosten für CO₂-Transport und -Lagerung aus anderen sich auf Kraftwerke beziehende Studien übernommen werden können (unter der Berücksichtigung, dass bei iCCS erheblich geringere Mengen an CO₂ transportiert und eingelagert werden würden). Jede Abschätzung der Kosten sollte zudem mit einem Review aktueller vorliegender Studien beginnen. Markewitz et. al. (2017) zitieren z. B. grobe Schätzungen von CO₂-Vermeidungskosten in einer Bandbreite von 28 – 143 €/t CO₂ für die Zementherstellung, 29 – 60 €/t CO₂ für Raffinieren und 30 €/t CO₂ für die Eisen- und Stahlherstellung. Hermann et al. (2012 S. 32) geben für Zement 87-93 %, für Kalk 113-117 % und für Eisen und Stahl 61-78 % der Investitionskosten pro abgeschiedener Menge an CO₂ an, die im Vergleich zu CCS in einem Kohlekraftwerk aufgewendet werden müssten. Diese Zahlen stellen aber jeweils nur den aktuellen Stand und keine Fortschreibung in die Zukunft dar.

Mit der Bewertung der gegenwärtigen und der zukünftigen Kosten von iCCS sind eine Vielzahl von Herausforderungen verbunden:

- Wie auch bei CCS in Kraftwerken können bei den Industrieprozessen grundsätzlich sowohl Post-combustion als auch Oxyfuel-Verfahren zum Einsatz kommen. Sie müssen jedoch immer im Zusammenhang mit dem jeweiligen Industrieprozess betrachtet werden. Da sie dort in ganz andere Prozessumgebungen als bei Kraftwerken integriert werden, können die für Kraftwerke ermittelten Kosten nicht direkt übertragen werden.
- Zur Anwendung einer Lernrate müssen zunächst die „Startkosten“ der Lernkurve festgelegt werden. Sie hängen davon ab, welche Phase im Fokus der Kostenentwicklung stehen soll. Eine beispielhafte Aufteilung wäre nach LBNL (2004) die Anfangsphase einer Entwicklung („Revolutionary stage“, „technological optimism“), die Phase Richtung Entwicklung eines kommerziellen großskaligen Produkts („Evolutionary Stage“) oder der Zeitraum, ab dem eine Technologie weitgehend ausgereift ist („conventional stage“). Je nach betrachteter Phase ergeben sich andere Startkosten und oft werden entsprechend auch unterschiedliche Lernraten beobachtet. In Bezug auf die hier im Fokus stehende Grundstoffindustrie gibt es bisher nur die wenigen in Kriterium (1) dargestellten großtechnischen Projekte sowie einige Pilot- und Demonstrationsvorhaben. Zur Ableitung von Anlagenkosten der oben genannten Phasen müssten daher Expertenschätzungen eingeholt werden.
- Ebenso sollten – wenn möglich – die „floor costs“ bestimmt werden. Diese stellen eine untere Grenze der Kostenkurve bei der Anwendung einer Lernrate dar und berücksichtigen, dass die Kosten aufgrund technischer und anderer Restriktionen nicht beliebig gesenkt werden können.
- Eine weitere zentrale Voraussetzung zur Ableitung einer Lernkurve für iCCS ist die Ermittlung eines Ausbaupfades an iCCS-Anlagen. Dieser sollte denjenigen geografischen Raum umfassen, in dem die jeweils bilanzierten Anlagen zukünftig installiert werden. Soll z. B. eine globale Lernrate für eine CO₂-Abscheidung in Zementwerken ermittelt werden, dürfte angesichts des weltweiten Vorkommens von Zementwerken ein weltweiter Ausbaupfad sinnvoll sein.
- Schließlich muss die Lernrate selber ermittelt werden, jeweils für die verschiedenen zu analysierenden Verfahren. Diese kann einerseits analog zu Lernraten ähnlicher Prozesse abgeschätzt werden. Die Herleitung einer Lernrate für CCS in Kraftwerken hat jedoch gezeigt, dass dies die besonderen Herausforderungen von CO₂-Abscheideprozessen unterschätzt. Eine alternative Möglichkeit ist die Ableitung nach dem „Baukastenprinzip“, indem Lernraten für einzelne Komponenten oder Verfahrensteile genutzt und zu einer Lernrate für das gesamte Verfahren kombiniert werden („component based learning rates“)(vgl. Rubin et al. 2012). Unterscheiden sich nur einzelne Teilprozesse, z. B. verschiedene Optionen der CO₂-Lagerung oder auch ein Teilprozess der CO₂-Abscheidung, während der Rest der Gesamtkette unverändert bleibt, könnte eine Multivariantenrechnung genutzt werden.
- Schließlich sollten auch Analogien von iCCS zu CCS in Kraftwerken betrachtet werden. Je mehr Komponenten bzw. ganze Teilprozesse einheitlich hergestellt und genutzt werden können, desto stärker können Lernkurveneffekte ausgenutzt werden. Auch wenn die Abtrennverfahren im Wesentlichen dieselben sind, ist jedoch zu prüfen, ob aufgrund der spezifischen Bedingungen der Industrieprozesse

Vereinheitlichungen überhaupt möglich sind. Hier wird daher auch der erste Spiegelstrich relevant, um ein Standardisierungspotenzial abschätzen zu können.

(6) Ökologische Bewertung über die Prozesskette inkl. Ressourcen-, Flächen- und Wasserbedarf

Inhalt des Kriteriums:

Eine zentrale Methode zur Ermittlung der Umweltauswirkungen technischer Prozesse ist die Durchführung einer Ökobilanz. Sie ermittelt die Stoff- und Energieströme über den gesamten Lebensweg eines Produktes und bezieht dabei je nach Systemgrenze ebenfalls die vorgelagerten Prozessstufen mit ein (Sachbilanz). Zur Ermittlung der Umweltwirkungen (Wirkungsbilanz) können verschiedene Verfahren eingesetzt werden (vgl. Viebahn und Falk 2015). Um die Entwicklung zukünftiger Rahmenbedingungen zu berücksichtigen, werden zunehmend prospektive Ökobilanzen durchgeführt, die z. B. einen sich im Zeitverlauf verändernden Strommix in allen Modulen einer Prozesskette berücksichtigen.

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Zur Bewertung von CCS in Kraftwerken wurde in der Vergangenheit eine Vielzahl von (prospektiven) Ökobilanzen durchgeführt (siehe z. B. die Metaanalysen von (Schreiber et al. 2012; Viebahn 2011; Viebahn und Falk 2015)). Sie zeigten, dass die netto CO₂-Abscheiderate bei einer ganzheitlichen Betrachtungsweise in der Regel um 10 – 20 Prozentpunkte niedriger als die Abscheiderate der Anlagen selber liegt, da der zusätzliche Energieverbrauch bei der CO₂-Abscheidung sowie die Herstellung und der Transport aller benötigten Vorprodukte (Energie, Chemikalien, ...) zusätzliche Emissionen bedeuten. Zudem entstehen höhere Belastungen durch andere Umweltschadstoffe, die ebenfalls auf die genannten Gründe zurückzuführen sind. Im Falle von CCS in Kraftwerken können hiervon nur wenige direkte Emissionen (wie Staub, SO₂, Chlorwasserstoff und Fluorwasserstoff) bei der CO₂-Abtrennung ebenfalls aus dem Abgasstrom entfernt werden. Alle durch den Mehrverbrauch an Energie sowieso durch die Herstellung der Produkte in der Vorkette entstehenden Emissionen steigen zum Teil überproportional an, so dass negative Auswirkungen z. B. auf die Versauerung oder den Nährstoffeintrag von Böden und Gewässern zu erwarten sind.

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Da die Situation von CCS in Kraftwerken nicht direkt auf iCCS übertragen werden kann, sollten prospektive Ökobilanzen für iCCS erstellt werden. Im Falle des iCCS-Pfades kommt hinzu, dass die für die Abtrennung benötigte Strommenge definitionsgemäß aus erneuerbaren Energien erzeugt wird, die jedoch ebenfalls, verursacht durch die Anlagenherstellung, weitere Emissionen verursachen. Auch die Luftzerlegung im Falle des Oxyfuel-Verfahrens ist sehr stromintensiv. Wird der benötigte Dampf aus Erdgas-KWK hergestellt, sind ebenfalls die Emissionen der Erdgas-Vorkette zu berücksichtigen. Es sollte daher einerseits ein Überblick über die Umweltbelastungen in der gesamten Prozesskette geschaffen werden, andererseits aber auch mögliche „Hot Spots“ aufgezeigt werden, an denen technische Verbesserungen zur Verringerung der Umweltbelastung vorgenommen werden könnten.

Neben den 12 – 15 Standard-Umweltwirkungskategorien, die in Ökobilanzen verwendet werden, sollte dabei ein besonderes Augenmerk auf den (zusätzlichen) Ressourcen-, Flächen- und Wasserverbrauch gelegt werden, der durch die CO₂-Abscheidung verursacht wird. Im Unterschied zu CCS in Kraftwerken können hier vermutlich keine Standardprozesse bilanziert werden, sondern es müssen je nach Industrieprozess spezifische Bilanzen durchgeführt werden.

(7) Ökologische Verträglichkeit und Landschaftsbild

Neben der Ökobilanzierung sollten auch Auswirkungen auf Biodiversität, Artenschutz und andere Aspekte sowie auch auf das Landschaftsbild überprüft werden. Dies könnte ggf. in Einzelfällen relevant werden, z. B. beim möglichen Austritt von gefährlichen Stoffen wie MEA (Monoethanolamine) in die Umwelt oder bei der Anlage von Pipelinesystemen für das CO₂. Es sollte ein Review der aktuellsten Studien zu diesen Themen durchgeführt werden. Im Falle des skizzierten iCCS-Pfades sollte zudem der hohe Einsatz an Biomasse mit Blick auf Biodiversität untersucht werden.

(8) Akteursanalyse

Inhalt des Kriteriums, Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Ein wesentlicher treibender oder auch hemmender Faktor zur Entwicklung von iCCS wird die Haltung relevanter Stakeholdergruppen zur CO₂-Abtrennung und -Lagerung sein. Untersuchungen des Wuppertal Instituts haben gezeigt, dass z. B. in Deutschland seit Beginn des 21. Jahrhunderts eine zunehmende Vielfalt von Akteuren mit unterschiedlichsten Positionen auftritt. Es diskutieren nicht nur Experten aus Wissenschaft und Wirtschaft sowie Politiker miteinander, sondern zunehmend auch Akteure aus anderen gesellschaftlichen Bereichen wie Nicht-Regierungsorganisationen (NGO), Kirchen und Bürger aus vom Transport und von der Lagerung betroffenen Regionen (vgl. Viebahn et al. 2012a; vgl. Wuppertal Institut 2010). Ihren Höhepunkt erreichte die Diskussion nach Einschätzung des Wuppertal Instituts entlang der Pläne um die Errichtung von Demo-Kraftwerken mit CO₂-Abscheidung und der in dem Zusammenhang begonnenen Erkundung möglicher Transportstrecken und Lagerstätten für CO₂. Nach dem faktischen Verbot der CO₂-Einlagerung in Deutschland durch das CCS-Gesetz¹⁰ und nachfolgenden Beschlüssen der norddeutschen Landesregierungen und Brandenburg sowie dem Abkehr von Kraftwerksprojekten durch die Energieversorger ist die Diskussion um CCS jedoch erheblich abgeflaut.

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Auch wenn es im Falle von iCCS um geringere Dimensionen und einen anderen Hintergrund für die CO₂-Abscheidung geht, sollten frühzeitig Akteursanalysen durchgeführt werden, um ein Bild von derzeit aktiv und in Zukunft möglicherweise aktiv werdenden Stakeholdern zu bekommen – sowohl bezüglich Unterstützern als auch Gegnern. In Bezug auf iCCS dürfte die Informationslage relevanter Stakeholder in Deutschland ähnlich wie die zu CCS in den kohlereichen Staaten Indien, China und Südafrika sein, wo die Analysen des Wuppertal Instituts ergeben haben, dass CCS bei vielen Akteuren noch unbekannt war (vgl. Viebahn et al. 2014, 2015b).

¹⁰

„Gesetz zur Demonstration der dauerhaften Speicherung von Kohlendioxid (Kohlendioxid-Speicherungsgesetz - KSpG)“, siehe <https://www.gesetze-im-internet.de/kspg/KSpG.pdf>

Idealerweise sollten im Anschluss relevante Akteursgruppen partizipativ in die mögliche Entwicklung von Roadmaps oder Pilotprojekten mit einbezogen werden, um eine möglichst hohe Akzeptanz zu erreichen. Die Diskussionen um CCS haben gezeigt, dass deren Nichtbeteiligung oder zu späte Information zum Scheitern von CCS-Projekten führen können.

(9) Akzeptanzanalysen

Inhalt des Kriteriums:

Eng verbunden mit Akteursanalysen und pro-aktiver Stakeholderbeteiligung ist die Frage nach der Akzeptanz von iCCS. Je nach Theorie kann man verschiedene Arten von Akzeptanz unterscheiden. Wüstenhagen et al. (2007) gehen z. B. von einem Dreieck der „Sozialen Akzeptanz“ aus: „Community Acceptance“ meint die Wahrnehmung und Reaktion der Bevölkerung vor Ort (auch „lokale Akzeptanz“) und ist wichtig, um Verfahrensgerechtigkeit und Verteilungsgerechtigkeit bei Planungs- und Entscheidungsprozessen sowie Vertrauen von Anwohnenden auf lokaler Ebene zu schaffen (dies betrifft sowohl den Standort von CO₂-Abscheideanlagen als auch Transportstrecken und Lagerorte für CO₂). „Market Acceptance“ fragt nach der Aufnahme und Annahme neuer Technologien in das Portfolio von Investoren, hier also die Bereitschaft der Industrie, iCCS auch entsprechend anzuwenden. „Socio-Political Acceptance“ fragt nach dem „gesellschaftlichen Klima bezüglich einer Technologie und ist beeinflusst von der breiten Öffentlichkeit, Politikern und besonders auch von weiteren Schlüsselpersonen und ist somit zugleich gewissermaßen die Summe von und der Rahmen für Community und Market Acceptance“ (vgl. Viebahn et al. 2018b S. 58 ff.).

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Wichtige Wahrnehmungs- und Akzeptanzfaktoren sind für Deutschland in mehreren Studien mit Blick auf CCS für Kraftwerke erforscht worden. Die gesellschaftliche Akzeptanz von CCS ist im Wesentlichen von der subjektiven Wahrnehmung des individuellen und gesellschaftlichen Nutzens der Technologien, den ihr zugeschriebenen Risiken und dem Vertrauen in die relevanten Akteure abhängig (vgl. Pietzner und Schumann 2012; vgl. Scheer et al. 2014). CCS-Technologien werden von der Gesellschaft als „Risikotechnologien“ wahrgenommen, allerdings mit regional unterschiedlichem Ausmaß der Verfestigung (vgl. Schumann 2014). Als besonders risikoreich wird die Prozessstufe der CO₂-Lagerung betrachtet. Hintergrund dieser Wahrnehmung sind z. B. angenommene unbeherrschbare Risiken, welche die Zivilgesellschaft mit einer langfristigen, unterirdischen CO₂-Lagerung verbindet. Hier werden oftmals Assoziationen mit der Endlagerung bei der Kernenergie deutlich. Es gibt allerdings Anzeichen, dass die Technologiebewertung positiver ausfällt, wenn das CO₂ aus energieintensiven Industrieprozessen und Biomassekraftwerken stammt oder für EOR-Prozesse (Enhanced Oil Recovery) verwendet wird (vgl. Broecks et al. 2016; vgl. Dütschke et al. 2016; vgl. Mabon und Littlecott 2016). Im Kontext industrieller Prozesse sind hier nicht zuletzt die geringeren Mengen an CO₂ im Verhältnis zu einem großmaßstäblichen Einsatz im Kraftwerksbereich relevant.

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Vor diesem Hintergrund ist es derzeit unsicher, ob iCCS-Technologien für eine kommerzielle Umsetzung von der Bevölkerung und relevanten Stakeholdern eine hinreichende Akzeptanz erhalten, sofern sich ausschließlich die Quelle des CO₂ verändert. Es gilt herauszufinden, ob sich eine Diskussion um iCCS der bisherigen CCS-Vorbehalte entledigen kann und sowohl objektive Fakten wie auch subjektiv wahrgenommene Ängste und Meinungen ausreichend berücksichtigt werden können. Ggf. könnte die lokale Lagerung von relativ geringen Mengen an CO₂ in direkter Nachbarschaft von Industrieanlagen in NRW zu einer positiven Wahrnehmung führen. Aus den in Deutschland und Europa gemachten Erfahrungen um CO₂-Lagerung aus fossilen Kraftwerken lassen sich wichtige Ansatzpunkte für Wahrnehmungsfaktoren in der Gesellschaft ableiten und in Bezug auf die Relevanz von iCCS sondieren. Falls wie im iCCS-Pfad angedacht auch Lagerstätten in den Niederlanden einbezogen werden, sollte auch die Diskussion um Akzeptanz von CCS in den Niederlanden mit aufgenommen werden.

(10) Rechtliche Aspekte

Inhalt des Kriteriums, Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Neben ingenieurtechnischen, wirtschaftlichen, geologischen und geotechnischen Aspekten standen in den letzten Jahren zunehmend auch rechtliche Aspekte im Vordergrund der CCS-Diskussion. Um einen verlässlichen klima- und umweltwirksamen Rechtsrahmen für CCS-Verfahren zu schaffen, wurde die Richtlinie 2009/31/EG des Europäischen Parlaments und des Rates über die geologische Speicherung von Kohlendioxid und zur Änderung anderer Rechtsakte (kurz: CCS-Richtlinie 2009/31/EG) verabschiedet, die am 23. April 2009 in Kraft getreten ist. Gemeinschaftsweit gelten seitdem die gleichen Maßstäbe für die Anforderungen zur Nutzung der CCS-Technik (vgl. Wuppertal Institut 2010). Mit dem *Kohlendioxid-Speicherungsgesetz – KSpG* (siehe oben) wurde die Richtlinie am 24.08.2012 auch in deutsches Recht überführt, das jedoch nur maximal drei Demonstrationsvorhaben mit einer Speichermenge von jeweils maximal 1,3 Mt/a vorsieht. Bis Ende 2018 wird von der Bundesregierung ein Evaluierungsbericht erstellt und dann über die weitere Ausgestaltung des Gesetzes entschieden. Im Rahmen des bisherigen Gesetzes wurde kein Demonstrationsvorhaben angemeldet. Die Richtlinie lässt zudem auch Verbote der CO₂-Lagerung durch die Bundesländer zu („Ausstiegsklausel“), was Schleswig-Holstein, Niedersachsen und Mecklenburg-Vorpommern mit eigenen Gesetzen und Brandenburg mit einem Landtagsbeschluss umgesetzt haben. Bis auf weiteres ist daher in den Gebieten in Deutschland mit großen Lagerstättenvorkommen keine CO₂-Lagerung möglich.

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Im Hinblick auf die Vorbereitung möglicher iCCS-Projekte sollte daher vorrangig die rechtliche Lage analysiert und die in vom Wuppertal Institut (2010) zusammen gefassten europaweiten und internationalen rechtlichen Aktivitäten aktualisiert werden. Dies betrifft auch den Fall, dass das abgetrennte CO₂ nicht in Deutschland selber eingelagert werden sollte, denn das CCS-Gesetz regelt auch die Planfeststellung für Kohlendioxidleitungen.

(11) Risikoanalyse

Die Abtrennung von CO₂ in Industrieanlagen sowie ihr Transport innerhalb von Deutschlands sollte nicht zuletzt umfassenden Risikoanalysen in Bezug auf Umwelt, Gesundheit und Sicherheit unterzogen werden. Dies betrifft einerseits Leckagen von CO₂, die Risiken für das Grundwasser und den Boden bedeuten. Insbesondere die Freisetzung von CO₂ beim Transport können Risiken für Flora, Fauna, Landschaft und die Biodiversität bedeuten. Für notwendige Techniken zum Monitoring besteht dabei noch ein erheblicher Forschungsbedarf (vgl. UBA 2018).

(12) Systemkompatibilität

Inhalt des Kriteriums:

Eines der zentralen Kriterien zur Beurteilung neuer Technologien ist die Prüfung der Systemkompatibilität, d. h. die Passgenauigkeit einer neuen Technologie in Bezug auf das bestehende Energie- oder Industriesystem. Dabei wird einerseits gefragt, ob und in welchem Umfang eine betrachtete Technologie (bzw. auch ein ganzes System dieser Technologien) zu *Rückwirkungen* auf den Betrieb bzw. die Auslegung von anderen Systemen führt. Andererseits wird der *Anpassungsbedarf* analysiert, mit welchem (im Sinne von Auslegung und Ausbau-/Verstärkungsbedarf) bei anderen Systemen oder im Gesamtsystem zu rechnen ist. Schließlich wird auch bewertet, ob und in welcher Art die jeweils betrachtete Technologie/das System mit den anderen betrachteten Systemen in *Wechselwirkung* steht – sowohl bzgl. positiver Wechselwirkungen (Synergien) als auch negativer Wechselwirkungen (Konkurrenzen) (vgl. Viebahn et al. 2018b S. 67).

Bezug zu CCS im Kraftwerkssektor:

Untersuchungen zur Systemkompatibilität von CCS im Kraftwerksbereich zum Energiesystem in Deutschland wurden vom Wuppertal Institut in der RECCS-Studie durchgeführt (vgl. Wuppertal Institut 2010). Sie zeigten auf, dass CCS aufgrund der späten Umsetzung für Deutschland zu spät kommen wird und angesichts der Ausbaupfade für erneuerbare Energien auch nicht unbedingt notwendig wäre.

Forschungsfrage in Bezug auf iCCS:

Dieses Kriterium sollte im Hinblick auf iCCS ebenfalls vertieft behandelt werden. Auf der einen Seite wurde der iCCS-Pfad ebenso wie die Pfade „PtX“ und „all-electric“ innerhalb eines konsistenten Szenariorahmens erstellt. In ersten Ansätzen wurde auch die Passgenauigkeit der industriellen KWK zum Gesamtsystem analysiert. Bedarf besteht jedoch z. B. insbesondere noch hinsichtlich der Analyse von Rück- und Wechselwirkungen der Stromerzeugung, die insbesondere im „all-electric“-Pfad einen erheblichen Umfang annimmt.

1.4.5 Gesamtbewertung und Umsetzungsplanung

Kriterienanalyse

Im vorherigen Kapitel wurde anhand einer Reihe von Kriterien dargestellt, welcher Forschungsbedarf besteht, um die potenzielle Rolle von CCS im Rahmen einer massiven CO₂-Reduktionsstrategie für die energieintensive Industrie in NRW bewerten zu können. Sie lassen sich zu vier Kategorien zusammenfassen:

1. Technologiefragen:
 - 1 | Stand der Technologie
 - 2 | großtechnische Verfügbarkeit
 - 3 | Nachrüstungsoptionen
 - 4 | Lagerungspotenziale
2. Ökonomie:
 - 5 | Kostenentwicklung inkl. Investitionskosten und Lernrate
3. Ökologie:
 - 6 | ökologische Bewertung über die Prozesskette inkl. Ressourcen-, Flächen- und Wasserbedarf,
 - 7 | ökologische Verträglichkeit und Landschaftsbild
4. Soziales:
 - 8 | Akteursanalyse
 - 9 | Akzeptanzanalysen
 - 10 | Rechtliche Aspekte
5. Systemaspekte:
 - 11 | Risikoanalyse
 - 12 | Systemkompatibilität

Gesamtbewertung

Die Bewertung sollte jedoch nicht jeweils für sich alleine genommen, sondern als Gesamtkonzept durchgeführt werden. Die Ergebnisse aller einzelnen Bewertungsschritte dienen in einem letzten Schritt dazu, aus der Vielzahl möglicher Anwendungen und Bausteine des iCCS-Pfades diejenigen Elemente zu identifizieren, die in den verschiedensten Bewertungsdimensionen positiv abschneiden und die daher prioritär umgesetzt werden sollten.

Wird eine ähnliche Bewertung auch für die beiden anderen Pfade („PtX“ und „all-electric“) durchgeführt, könnten schließlich auch Kombinationen aus Bestandteilen unterschiedlicher Pfade eine optimale Lösung im Sinne der Bewertungskriterien darstellen, vorausgesetzt, sie lassen sich auch in konsistenten Szenarien umsetzen. Je nach Identifizierung von Hemmnissen und Barrieren, aber auch treibender Kräfte könnte sich der *iCCS-Pfad selber* (maximale Anwendung von CCS), ein *minimaler Pfad* (CCS nur dort, wo es gar keine andere Möglichkeiten zur Emissionsreduktion gibt), oder auch ein *mittlerer Pfad* in Kombination mit direkter oder indirekter Elektrifizierung als optimale Lösung ergeben. Auch die Verwendung der im iCCS-Pfad abgetrennten CO₂-Emissionen zur Herstellung synthetischer Kraftstoffe oder Chemikalien anstatt zur Einlagerung könnte in eine Kombination von Szenarien einfließen.

Roadmapping

Sind die verschiedensten Optionen umfassend bewertet worden, sollten in einem finalen Schritt unter breiter Stakeholderbeteiligung mögliche Roadmaps zur Umsetzung des iCCS-Pfades entwickelt werden. Durch eine detaillierte Analyse der nötigen

Schritte können Hemmnisse verschiedenster Art aufgedeckt und ggf. Lösungen oder alternative Schritte entwickelt werden:

- Zunächst sind ausgehend von den verschiedenen zur Verfügung stehenden Lagerstättenoptionen Pipelineverbindungen von den Quellen zu den Lagerstätten zu evaluieren, ggf. unter Bildung von Subclustern. Gerade in dicht besiedelten Regionen wie NRW können die Möglichkeiten dafür eingeschränkt sein, denn es müssen vielerlei Nebenbedingungen wie bestehende Leitungssysteme, Umgehung dicht besiedelter Gebiete oder Steigungen berücksichtigt werden (siehe die Konzipierung möglicher CO₂-Pipelines für NRW von Viebahn et. al. (2009).
- Im Hinblick auf kritische Faktoren wie Akzeptanz und Kosten sollte sich die Evaluierung an den verschiedenen denkbaren Lagerstättenoptionen orientieren:
 - lokale Lagerstätten, die kurze Transportwege ermöglichen und keine zentralen Transportstrukturen erfordern würden,
 - Lagerstätten in anderen Gegenden in Deutschlands (wobei hier das Verbot der Einlagerung in Norddeutschland und Brandenburg beachtet werden muss, das vermutlich auch längerfristig bestehen bleiben wird),
 - Lagerstätten im benachbarten Ausland, z. B. in den Niederlanden, die an den möglichen Aufbau eines CO₂-Netztes in den Niederlanden angeknüpft werden könnten (vgl. van den Broek et al. 2010),
 - Nutzung des Utsira-Feldes in der norwegischen Nordsee, wofür der Anschluss an eine mögliche zentrale europäische CO₂-Pipeline ausgehend von Rotterdam zu prüfen wäre (vgl. van den Broek et al. 2010).
- Gleichzeitig sollte geprüft werden, ob die Produktionskapazität für die benötigten Anlagen und Infrastrukturen ausreicht bzw. wann der Aufbau welcher Anlagen möglich ist.
- Weiterhin müssen die in den Szenarien vorgesehenen industrieseitigen Maßnahmen mit dem Ersatzbedarf der Industrie abgeglichen werden, um einen konkreten Fahrplan für den frühest möglichen Ersatz bzw. die Umstellung von Produktionsverfahren zu ermitteln (z. B. Umstellen des Hochofen- bzw. Konverterstahlverfahrens (BF/BOF) auf den Schmelzreduktionsprozess).
- Im Falle von Nachrüstmaßnahmen sollten die oben aufgezeigten Kriterien bei der konkreten Planung berücksichtigt werden.
- Schließlich sollte in einem Step-by-step Ansatz unter Berücksichtigung der vorherigen Punkte eine Roadmap mit konkreten Zwischenzielen aufgestellt werden. Sie verdeutlicht, in welchem Zeitraum welche Umsetzungsschritte erfolgen müssten und welche Zielkonflikte es dabei ggf. geben könnte. So könnten z. B. zunächst diejenigen Industrieanlagen ausgerüstet werden, für die eine Nach- oder eine Ausrüstung besonders günstig machbar ist und die auch eine Nähe zu lokalen CO₂-Lagerstätten bzw. Leitungen aufweisen. Weniger günstig gelegene Anlagen, die einen höheren Investitionsbedarf in Infrastruktur haben, würden später auf der Zeitachse angeordnet werden. Zum Testen einer CCS-Infrastruktur könnten zunächst mit einer kleinen Lagerstätte (z. B. innerhalb von NRW) begonnen werden, dem eine entsprechende Industrieanlage zugeordnet wird. Diese sollten jedoch gleichzeitig schon Teil eines Langfrist-Konzepts sein, insbesondere auch im Hinblick auf ein zukünftiges Pipelinenetz.

- Last but not least sollten alle Maßnahmen auch vor dem Hintergrund möglicher weiterer Anwendungen von iCCS auch in anderen Bundesländern konzipiert werden. Damit würde verhindert, dass ein iCCS-Konzept entwickelt wird, das zwar hinsichtlich der Verhältnisse von NRW optimiert ist, jedoch keine Synergien z. B. zum Transport von CO₂ aus anderen Anlagen zulässt.
- Sämtliche Schritte sollten zudem partizipativ angegangen werden. Durch frühe Information, aber insbesondere Beteiligung gesellschaftlich relevanter Gruppen und lokaler Stakeholder sollte eine breite Basis für Konsensentscheidungen herbeigeführt werden. Auch wenn dies zunächst aufwendig erscheint und ggf. einzelne Maßnahmen nicht umgesetzt werden können, dürfte in der Summe mit einem wesentlich robusteren Ergebnis gerechnet werden. Dies betrifft insbesondere den zentralen Aspekt der (lokalen) CO₂-Einlagerung, der ohne Stakeholderbeteiligung das zentrale Ausschlusskriterium werden dürfte.

Übertragbarkeitsanalyse

Alle hier vorgeschlagenen Schritte sollten gleichzeitig methodisch so ausgearbeitet werden, dass sie auf ähnliche Fragestellungen hinsichtlich des Einsatzes von CCS in der Industrie in anderen Regionen übertragen werden können.

1.5 Anforderungen an eine Ko-Evolution einer CO₂-armen Industrie und der dafür notwendigen Infrastruktur

1.5.1 Herausforderungen

Infrastrukturen gehören zu den langlebigsten Investitionsgütern, die große Investitionssummen verlangen und häufig mit großflächigen Eingriffen in die Landschaft verbunden sind. Infrastrukturen sind zudem auch häufig natürliche Monopole, deren Nutzung entweder staatlich reguliert wird oder die sich in Staatsbesitz befinden.

Infrastrukturbezogene Investitionsentscheidungen betreffen oftmals eine Vielzahl unterschiedlichster Akteure und bedürfen einer langfristigen Planung und ggfls. auch einer langfristigen Renditeerwartung. Infrastrukturinvestitionen können demnach nur dann getätigt werden, wenn der Bedarf der entsprechenden Infrastruktur langfristig absehbar ist.

Bei der Dekarbonisierung der energieintensiven Industrie in NRW ist es daher notwendig zu untersuchen, welche Infrastrukturbedarfe die in Kapitel 1.3 betrachteten Zielszenarien nach sich ziehen. Entscheiden ist es, herauszufinden welche Auswirkungen die technologische Verfügbarkeit bzw. der Einsatz neuer Technologien (Kapitel 2.1) auf den Bedarf bestehender sowie neuer Infrastrukturen (Kapitel 2.2) haben. Die Untersuchungen und Entwicklungsvorstellungen sind in diesem Themenbereich bisher noch sehr unvollständig. Ziel des Projekts ist es daher eine erste Roadmap mit einer groben zeitlichen Abfolge für die einzelnen Szenarien zu entwickeln. Um die Bandbreite der einzelnen Technologieoptionen darzustellen, sind die genutzten Zielszenarien in ihrer Ausprägung sehr extrem (nur Stromimport, nur Synfuelimport). Daher dient die Betrachtung der korrespondierenden Infrastrukturentwicklung auch nur dazu, Hinweise auf systemische Zusammenhänge zu bekommen und eine erste Einschätzung zu erarbeiten, welche Infrastrukturen in diesen Szenarien besonders betroffen sind. Hinweise zu möglichen zusätzlichen Infrastrukturbedarfen sind daher qualitativ zu verstehen und müssten in speziellen Szenarien anhand konkreter Fragestellungen überprüft werden.

1.5.2 Liste der Technologien und Infrastrukturen

Die Liste der betrachteten Technologien und Infrastrukturen basiert auf den Szenarien aus Kapitel 1.3. Im Vorfeld der Betrachtung wurden die Technologien den einzelnen Szenarien zugeordnet und eine erste Einschätzung bezüglich ihrer technologischen Verfügbarkeit auf der Zeitleiste vorgenommen.

Tabelle 12 Übersicht über die in den Szenarien eingesetzten Technologien und deren technologische Verfügbarkeit

	Technologien	Einsatz der Technologien in den Szenarien			Technologische Verfügbarkeit auf der Zeitleiste			
		Szenario CCS	Szenario Strom	Szenario Syn-Import	2020	2030	2040	2050
Primär-Rohstahlerzeugung	Carbon Capture am Hochofen	(x)				x		
	Einführung Schmelzreduktionsverfahren (mit CCS, sog. HISARNA-Verfahren)	x				x		
	Direktreduktionsverfahren (DRI)		x	x		x		
	Eisen-Elektrolyse						x	
	Optimierung der Hüttengasnutzung					x		
	PtH Wiedererwärmungsöfen (Walzwerke)		x			x		
Zement	CO ₂ capture durch Aminwäsche zur Nachrüstung an herkömmlichen Öfen					x		
	Oxyfuel	x				x		
	Elektrifizierung des Wärmeeintrags im Sinterprozess und/oder bei der Kalzinierung		x				x	
	Synergetische Konzepte Oxyfuel-Verfahren/PtG (Elektrolyse)					x		
	Alternative Zemente (z.B. Celliment)						x	
Chemie	Carbon Capture am Steam Cracker	x				x		
	Änderung feed am Steam Cracker (z.B. Naphtha/Wachse aus Fischer-Tropsch statt Naphtha aus Erdöl)					x		
	Ablösung der Olefinproduktion im Steam Cracker durch andere Verfahren, z.B. auf Basis Methanol (MTO)		x	x		x		
	Nutzung von Membranverfahren zur Stofftrennung					x	x	x
	Power-to-Heat (v.a. Dampf!)		x		x			
	Wasserstoff aus Elektrolyse als Edukt statt Steam Reforming bzw. partielle Oxidation		x	x		x		
	DSM				x			
Aluminium	Sekundäralu: PtH als Option beim Schmelzen		x			x		
	PtH Wiedererwärmungsöfen (Walzwerke)		x			x		

Quelle: Wuppertal Institut

1.5.3 Methode

Mögliche Bilder einer Entwicklung hin zu einer dekarbonisierten Grundstoffindustrie in NRW basieren auf einer Vielzahl von verschiedenen Parametern, die komplex miteinander interagieren. Neben den angenommen technologischen Entwicklungen sind auch Bezüge zu vorhandenen Infrastrukturen, die langfristig absehbaren politischen Rahmenbedingungen oder Renditeerwartungen an die eingesetzte Technologie oder Energieträger zu ziehen. Dieser hochkomplexen Fragestellung nähert sich dieses Kapitel, indem diejenigen Personen aus dem Wuppertal Institut an einem internen Workshop teilnahmen, die bei der Definition und Beschreibung der Szenarien, der Technologien und der Infrastrukturen beteiligt waren. Methodisch wurden die einzelnen Szenarien im Diskurs miteinander verglichen und die unterschiedlichen Aspekte aufeinander bezogen, damit daraus ein erstes Gesamtbild der Erwartungen an die zeitliche Infrastrukturentwicklung entsteht und offene Fragestellungen herausgearbeitet werden können. Diese Arbeit wurde sowohl grafisch als auch schriftlich dokumentiert und in diesem Kapitel ausgewertet.

Die zentralen Fragestellungen für das Arbeitspaket lauteten:

- Wann ist mit einem technologischen Entwicklungsstand der LC-Technologien zu rechnen, der einen kommerziellen Einsatz ermöglicht und durch den Mengeneffekte an infrastrukturen gebundenen Rohstoffen ausgelöst werden? (keine dezidierte ökonomische Betrachtung)
- Welche LC-Technologien benötigen welche Infrastrukturen?

- Lassen sich aus den Technologien in den einzelnen Szenarien Ausbaunotwendigkeiten einzelner Infrastrukturen ableiten?

Um diese Fragestellungen zu bearbeiten wurde ein interner Workshop angesetzt, an dem diejenigen Personen teilnahmen, die bei der Definition und Beschreibung der Szenarien, der Technologien und der Infrastrukturen beteiligt waren. Die Veranstaltung wurde genutzt um die oben beschriebenen Fragestellungen qualitativ zu diskutieren und über den Diskussionsprozess das Expertinnen- und Expertenwissen der einzelnen Aspekte miteinander in Beziehung zu setzen. Dabei wurden jeweils die einzelnen Zielszenarien aus Kapitel 1.3 an einer Pinnwand dargestellt. Ausgangspunkt waren eine Zeitleiste und eine Liste der zentralen Infrastrukturen. Im diskursiven Prozess wurden folgende Schritte durchgeführt:

1. Die Technologien des Szenarios wurden entsprechend ihrer prognostizierten technologischen Verfügbarkeit auf der Zeitleiste verteilt. Dabei bedeutet „technologische Verfügbarkeit“ für den Workshop im Speziellen dass mit einem technologischen Entwicklungsstand zu rechnen, ist der einen kommerziellen Einsatz ermöglicht.
2. Mit Bindfaden wurden die Technologie mit den benötigten Infrastrukturen verbunden. Senkrecht wenn die Infrastruktur schon in NRW vorhanden ist, schräg zu dem Zeitpunkt, ab dem die Infrastruktur präventiv angepasst werden müsste, damit die notwendigen Voraussetzungen zum Einsatz der LC-Technologie vorhanden sind.
3. Waren alle Technologien eingesetzt und mit den Infrastrukturen verbunden wurde die Rolle der Infrastruktur in dem entsprechenden Szenario zwischen den Teilnehmenden diskutiert.
4. Prognostizierte Ausbaubedarfe wurden mit einem + auf entsprechender Infrastruktur und zum prognostizierten Zeitpunkt dargestellt.

Die Ergebnisse wurden fotografisch (siehe Beispielhaft Abbildung 12) und schriftlich protokolliert. Aus der fotografischen Dokumentation wurden Abbildungen erstellt.

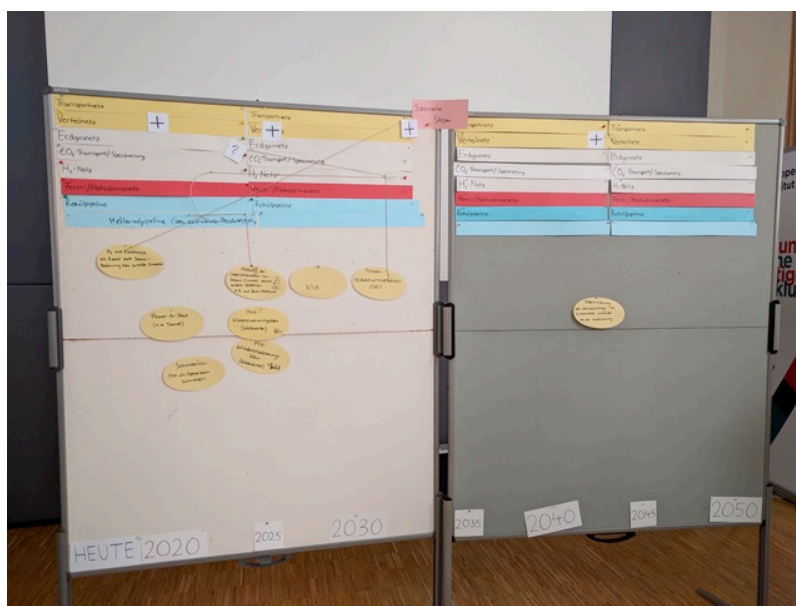


Abbildung 12 Grafische Ergebnisdokumentation der Diskussion zum Szenario Strom aus dem Workshop Ko-Evolution vom 06.03.2018

Quelle: Wuppertal Institut Dokumentationsbeispiel Workshopergebnisse

1.5.4 Zentrale Ergebnisse der Workshopdiskussion

1.5.4.1 Szenario Strom

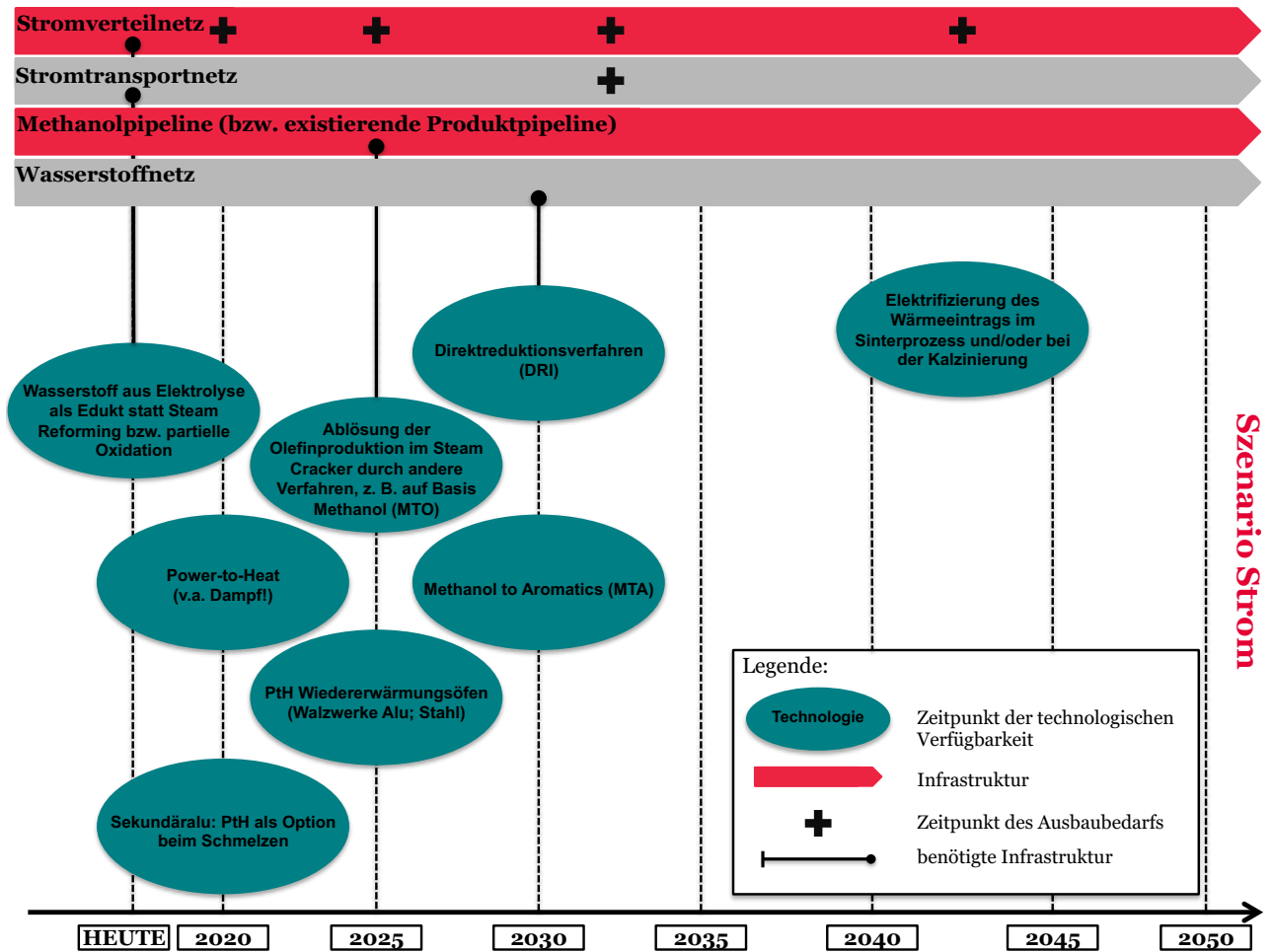


Abbildung 13 Grafische Darstellung der zentralen Ergebnisse zum Szenario "Strom"

Quelle: Wuppertal Institut

Im Szenario „Strom“ zeigt sich, dass viele zentrale Technologien, die für eine dekarbonisierte Industrie in NRW in einem möglichen Zielzustand nötig wären schon heute oder in den nächsten Jahren technologisch verfügbar und theoretisch auch marktvorgänglich sind. Hemmnisse liegen daher eher in den politischen Rahmenbedingungen und den grundsätzlichen Kosten der Technologien. Lediglich die Verfügbarkeit der Elektrifizierung des Wärmeeintrags im Sinterprozess wurde auf einen Zeitpunkt nach 2040 geschätzt. Aus der Summe der eingesetzten Technologien in diesem Zielszenario wurde eine deutliche Ausbaunotwendigkeit im Stromverteilnetz gesehen, die lokal parallel zum Einsatz der Technologien erfolgen müsste. Der ebenfalls gesehene Ausbau der Stromübertragungsnetze müsste in den Szenarien aufgrund des angenommenen hohen Zubaus an erneuerbaren Energien sowieso erfolgen und würde durch den Einsatz der Technologien in der Industrie grundsätzlich verstärkt notwendig.

a) Wasserstoff aus Elektrolyse als Edukt statt Steam Reforming bzw. partielle Oxidation

Technisch einsetzbar ab: heute

Benötigte Infrastruktur: Transportnetz Strom; Ausbaubedarf ab 2035

b) Elektrifizierung des Wärmeeintrags im Sinterprozess und/oder bei der Kalzinierung

Diese Technologie ist besonders interessant für Wachstumsmärkte (aufgrund der Lebensdauern bestehender Öfen ist eine Ersatzinvestition im normalen Reinvestitionszyklus nur eingeschränkt möglich)

Technisch einsetzbar ab: 2040/2045

Benötigte Infrastruktur: kein zusätzlicher Bedarf, die angenommene zusätzliche Strommenge fällt in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem nicht ins Gewicht

c) PtH Wiedererwärmungsöfen (Walzwerke Alu und Stahl)

Technisch einsetzbar ab: 2025

Benötigte Infrastruktur: kein Bedarf, die angenommene zusätzliche Strommenge fällt in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem nicht ins Gewicht

d) Sekundäralu: PtH als Option beim Schmelzen

Technisch einsetzbar ab: 2020

Benötigte Infrastruktur: kein Bedarf, die angenommene zusätzliche Strommenge fällt in einem auf erneuerbaren Energien basierenden Energiesystem nicht ins Gewicht

e) Power-to-Heat (v. a. Dampf)

Technisch einsetzbar ab: 2020

Benötigte Infrastruktur: Stromnetzausbau-Bedarf hängt von Umrüstung/Ausbau ab

1.5.4.2 Szenario CCS

Im Szenario CCS wurden die Technologien als grundsätzlich kurz vor der technologischen Umsetzungsfähigkeit gesehen, lediglich die Einführung des Schmelzreduktionsverfahrens wurde ab 2035 gesehen. Grundsätzlich würde der Infrastrukturbedarf in diesem Pfad deutlich steigen, da die CO₂-Transport- und Speicherkapazitäten derzeit nicht existieren. Die Infrastruktur für den Transport müsste allerdings nicht notwendigerweise zum Zeitpunkt des ersten Technologieeinsatzes vorhanden sein, kleinere Mengen von CO₂ könnten auch per Lastwagen bewegt werden. Allerdings müssten größere Investition in ICCS-Technologie von der verlässlichen Erwartung begleitet werden, dass zum Zeitpunkt des Anfalls größerer CO₂-Mengen die Transport- und Speicherkapazität auch vorhanden sei. Aus der Sicht der Workshopteilnehmerinnen und Workshopteilnehmern wäre es aber nicht notwendig, diese Infrastrukturen bereits zum Zeitpunkt der Investitionsentscheidungen schon bereitste-

hend zu haben, da ein klares politisches Commitment und ein weit fortgeschrittenes Planungsverfahren ebenfalls eine notwendige Verlässlichkeit bieten können. Dafür seien aber neben der Wirtschaftlichkeit noch weitere wichtige Fragen zu klären, insbesondere die Speicherfrage und die Akzeptanzfrage. Da der Vorlauf einer solchen Infrastrukturentwicklung inkl. Planungs- und Beteiligungsprozessen aus Sicht der Teilnehmer etwa bei 15 Jahren liegt, wäre aus heutiger Sicht ein nennenswerter Einsatz der Technologie nicht vor 2035 zu erwarten.

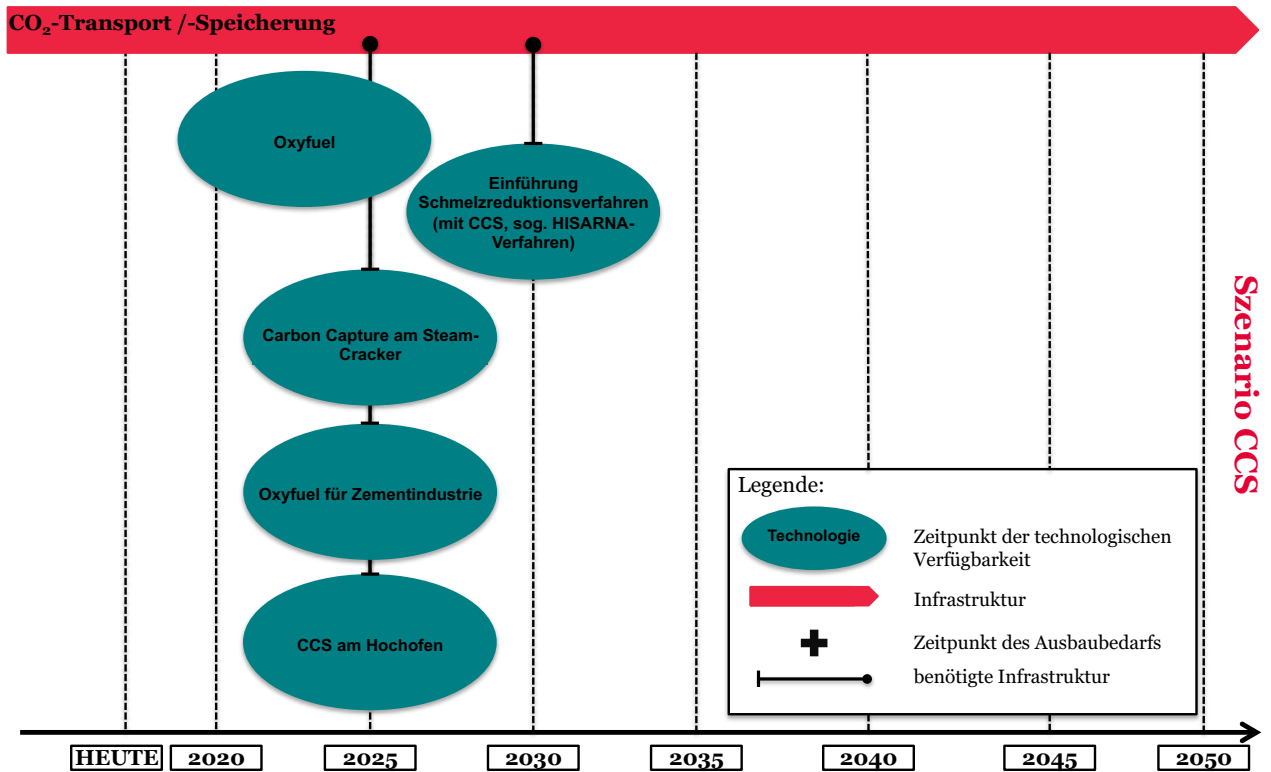


Abbildung 14 Grafische Darstellung der zentralen Ergebnisse zum Szenario "CCS"

Quelle: Wuppertal Institut

a) Einführung Schmelzreduktionsverfahren (mit CCS, sog. HISARNA-Verfahren):

Technisch einsetzbar ab: 2030 (Hinweis: bei zu konservativen Annahmen ist bis 2050 keine hinreichende Dekarbonisierung erreichbar, 2030 ist aber ambitioniert)

Benötigte Infrastruktur: CO₂-Transport und Speicherung ab 2030. Die Infrastruktur muss nicht unbedingt vorher bestehen; für eine Investition und die entsprechenden Planungszeiträume reicht das Vertrauen/Abmachungen, dass die benötigte Infrastruktur kommen wird. Notfalls ließe sich über einen kurzen Zeitraum auch CO₂ via LKW o. ä. abtransportieren.

b) Carbon Capture am Steam-Cracker:

Technisch einsetzbar ab: 2025

Benötigte Infrastruktur: CO₂-Transport und Speicherung ab 2025. Offene Frage: Um Hin- und Rücktransport zu sparen, könnte die Technologie auch direkt in Rotterdam angewandt werden, welche Argumente gäbe es für eine Anwendung in Nordrhein-Westfalen?

c) CCS am Hochofen:

Technisch einsetzbar ab: 2025

Benötigte Infrastruktur: CO₂-Transport und Speicherung ab 2025. Hinweis: Einsatz der Technologie parallel mit Hüttengas wäre effizient

d) Oxyfuel

Aufteilung in:

1. Oxyfuel:

Technisch einsetzbar ab: 2020

Benötigte Infrastruktur: CO₂-Transport und Speicherung ab 2020

2. Oxyfuel für Zementindustrie:

Technisch einsetzbar ab: 2025

Benötigte Infrastruktur: CO₂-Transport und Speicherung ab 2025

1.5.4.3 Szenario „Syn. Import“

In diesem Pfad wird der Ausbau der Methanolinfrastruktur nötig, je nach eingeschlagenem Pfad sehen die Teilnehmer hier ab 2025 bzw. ab 2030 die technologische Möglichkeit eines breiten Einsatzes. Bei dem Direktreduktionsverfahren kann man grundsätzlich vom Einsatz von Erdgas oder von Wasserstoff ausgehen. Für diesen Pfad ist der Wasserstoffeinsatz vorgesehen, das würde entweder einen Ausbau der H₂-Infrastruktur bedeuten oder eine Umwidmung und Umrüstung des Erdgasnetzes. Um dazu konkretere Aussagen treffen zu können müsste allerdings noch die Nutzung von Erdgas in den anderen Sektoren betrachtet werden, da ein Ausbau oder eine drastische Reduzierung des Erdgaseinsatzes auch Auswirkungen auf die bereits bestehende Infrastruktur hätte.

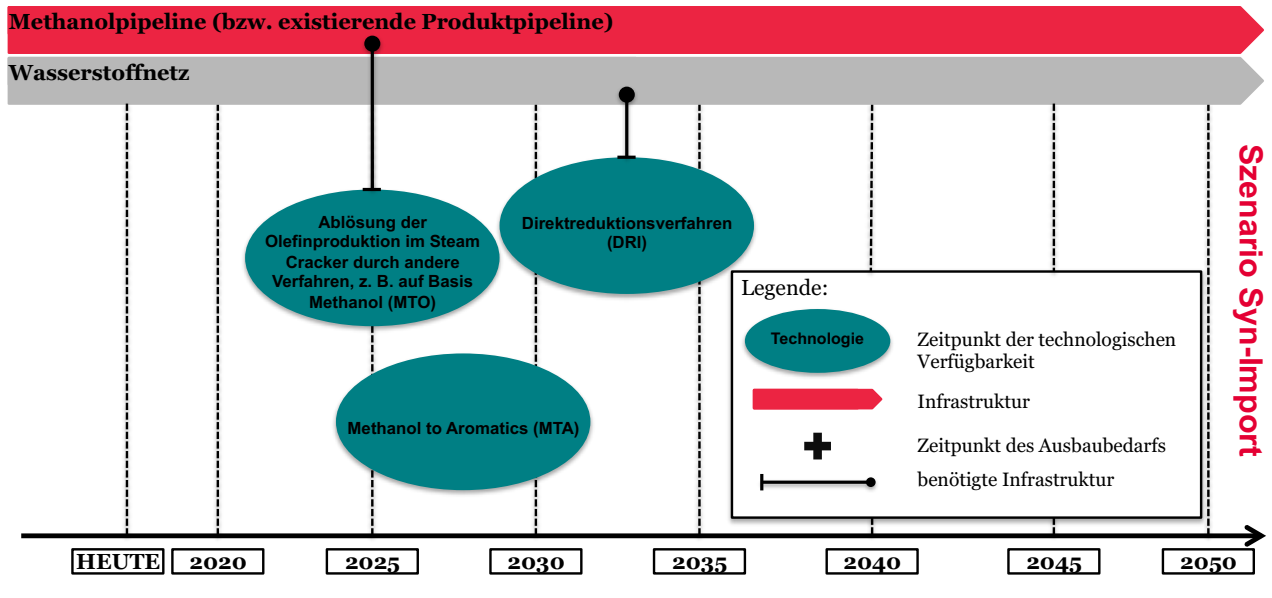


Abbildung 15 Grafische Darstellung der zentralen Ergebnisse zum Szenario "Syn. Import"

Quelle: Wuppertal Institut

a) Ablösung der Olefinproduktion im Steam Cracker durch andere Verfahren, z. B. auf Basis Methanol (MTO)

Zusätzlich: Methanol zu Aromaten (MTA)

MTO: Technisch einsetzbar ab: 2025

Benötigte Infrastruktur: Methanolpipeline

MTA: Technisch einsetzbar ab: 2030

Benötigte Infrastruktur: Methanolpipeline

Theoretisch könnten bestehende Produkt-Pipelines genutzt werden, dort könnten teilweise verschiedene Stoffe hintereinander transportiert werden und so die Notwendigkeit von parallelen Pipelines verringert werden. Dadurch ergäbe sich tendenziell weniger Planungsvorlaufzeit als bei Infrastrukturneubau, allerdings müsste das dann auch genehmigungsfähig sein.

b) Wasserstoff aus Elektrolyse als Edukt statt Steam Reforming bzw. partielle Oxidation

➔ wird eher im Szenario „Strom“ eingesetzt

c) Direktreduktionsverfahren (DRI)

Grundsätzlich zwei Varianten: Erdgas und Wasserstoff

➔ hier im Szenario wird Wasserstoff-Einsatz vorausgesetzt

Technisch einsetzbar ab: 2030

Benötigte Infrastruktur: H₂-Pipeline 2030 (Ausbaubedarf)

Alternativ: Nutzung des Erdgasnetzes

-> dazu müsste Erdgasvolumen reduziert werden

1.5.4.4 Abgeleitete Forschungsfragen

Aus der Diskussion über die Ko-Evolution der einzelnen Technologien und Infrastrukturen aus den Szenarien haben sich verschiedene Forschungsfragen ergeben. Es hat sich gezeigt, dass die technologische Verfügbarkeit der Technologien insbesondere im Szenario Strom zeitlich deutlich früher gesehen wird als die Einschätzung, wann die einzelnen Technologien auch mengenmäßig eine wichtige Rolle spielen werden. Dort liegen die Restriktionen im Einsatz daher weniger an der Technologieentwicklung denn an anderen Faktoren, die für eine Darstellungen in einem Szenario oder einer Roadmap genauer untersucht werden müssten. Zentrale Faktoren sind:

- Vergleiche der Investitions- und Produktionskosten zwischen LC-Technologien und konventionellen Technologien auf der Zeitachse
- Welche Lernkurven können für die einzelnen Technologien oder Technologiekomponenten angenommen werden?
- Mit welchen Instrumenten könnten die Kostenunterschiede zwischen LC-Technologien und konventionellen Technologien verringert werden und welchen Einfluss hätte das auf den Implementierungszeitpunkt der Technologien?
- Welchen Einfluss haben unterschiedliche Standortfaktoren (national/international) auf mögliche Investitionen in LC-Technologien in Nordrhein-Westfalen?
- Wie können Entscheidungsabläufe aussehen, die in Ausbau-Entscheidungen für Infrastrukturen münden?
- Welche Mengenströme auf der Zeitachse der LC-Technologien lösen Infrastrukturbedarfe aus und welche anderen Einflussgrößen auf die einzelnen Infrastrukturen sind zu erwarten (z. B. im Erdgasnetz)?

Diese Forschungsfragen zielen auf ein genaueres Verständnis des möglichen Einsatzzeitpunktes von LC-Technologien in NRW und deren Auswirkungen auf die Infrastruktur ab. Eine genauere Betrachtung dieser einzelnen Punkte wäre die Basis einer genaueren Szenarienentwicklung für die LC-Technologien in NRW.

2 Literaturverzeichnis

- Acht, A. (2013):** „Salzkavernen zur Wasserstoffspeicherung“. Aachen, 2013. <http://juser.fz-juelich.de/record/137811>.
- AEE (2017):** Großwärmespeicher - zentraler Baustein einer flexiblen Strom- und Wärmeversorgung. RENEWS Spezial Nr. 80 / Juli 2017, Agentur für Erneuerbare Energien e. V., Berlin, ISSN 2190-3581, Zugriff am 01.06.2018, www.unendlich-viel-energie.de/media/file/1201.80_Renews_Spezial_Waermespeicher_Jul17.pdf
- AGFW (2017):** „AGFW-Hauptbericht 2016“. Statistik. Frankfurt a.M.: AGFW - Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V., August 2017. <https://www.agfw.de/zahlen-und-statistiken/agfw-hauptbericht/>.
- Akbilgic, O.; Doluweera, G.; Mahmoudkhani, M.; Bergerson, J. (2015):** A meta-analysis of carbon capture and storage technology assessments: Understanding the driving factors of variability in cost estimates. Applied Energy 15911–18. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.08.056.
- Allwood, J. M.; Cullen, J. M.; Carruth, M. A. (2012):** Sustainable materials: with both eyes open ; [future buildings, vehicles, products and equipment - made efficiently and made with less new material]. Cambridge: UIT Cambridge.
- Amprion (2018):** „Vertikale Netzlast“, o. J.
- Arnold, K.; Kobiela, G.; Pastowski, A. (2017):** Technologiebericht 4.3 Power-to-liquids/-chemicals innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605D04BB3D300366E0539A695E860862/live/document/4.3_Power-to-liquids_chemicals.pdf
- Ausfelder, F.; Beilmann, C.; Bertau, M.; Bräuninger, S.; Heinzl, A.; Hoer, R.; et al. (2015):** Energiespeicherung als Element einer sicheren Energieversorgung. Chemie Ingenieur Technik 87(1–2)17–89. doi: 10.1002/cite.201400183.
- Bataille C. et al. (2018):** A review of technology and policy deep decarbonization pathway options for making energy intensive industry production consistent with the Paris Agreement. Journal of Cleaner Production 187, 960–973
- BAFA (2018):** Bundesamt für Wirtschaft und Ausfuhrkontrolle Wärmenetze 4.0. Zugriff am 28.05.2018, www.bafa.de/DE/Energie/Energieeffizienz/Waermenetze/waermenetze_node.html
- BCG; Prognos (2018):** Klimapfade für Deutschland. https://www.zvei.org/fileadmin/user_upload/Presse_und_Medien/Publikationen/2018/Januar/Klimapfade_fuer_Deutschland_BDI-Studie_/Klimapfade-fuer-Deutschland-BDI-Studie-12-01-2018.pdf
- BDEW (2017):** „Beheizungsstruktur des Wohnungsbestandes in Deutschland 2016“, 2017. https://www.bdew.de/media/documents/20170302_Beheizungsstruktur_Wohnungsbestand_2015.pdf.
- . „Standardlastprofile Strom | BDEW | Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft“, 25. Juli 2014. https://www.bdew.de/internet.nsf/id/DE_Standartlastprofile.
- BDEW (2013):** Gasstatistik 133. Bundesrepublik Deutschland - Berichtsjahr 2011. Bonn: Wirtschafts- u. Verlagsges. Gas u. Wasser; 2013.
- BET (2013):** „Perspektiven der Fernwärme im Ruhrgebiet bis 2050“. Abschlussbericht. Aachen: Büro für Energiewirtschaft und technische Planung, Juni 2013. https://www.bet-energie.de/fileadmin/redaktion/PDF/Studien_und_Gutachten/Entwicklung_von_Fernw

aermeperspektiven_im_Ruhrgebiet_bis_2050_final.pdf.

- Bettermann, I.; Katarzynski, D.; Staudt, C. (2010):** Membranverfahren zur Auftrennung von gasförmigen und flüssigen Stoffgemischen. Erkrath, Dassel, Düsseldorf. <https://www.analytik-news.de/Fachartikel/Volltext/uniduesseldorf1.pdf>
- Bilfinger (2018):** Referenzen Wärmespeicher. Bilfinger VAM Anlagentechnik GmbH, Wels/Österreich, Zugriff am 01.06.2018, www.vam.bilfinger.com/referenzen/apparate-behaelter-tankbau/referenzen-waermespeicher
- BMJV (2000):** ECE-Regelung Nr. 110 über den Einsatz von komprimiertem Erdgas. Berlin.
- BMUB (2016):** „Klimaschutzplan 2050 - Klimaschutzpolitische Grundsätze und Ziele der Bundesregierung“. Berlin: Bundesministerium für Umwelt, Naturschutz, Bau und Reaktorsicherheit (BMUB), November 2016. https://www.bmub.bund.de/fileadmin/Daten_BMU/Download_PDF/Klimaschutz/klimaschutzplan_2050_bf.pdf.
- BNetzA (2016):** „Monitoringbericht 2016“. Bonn: Bundesnetzagentur, 30. November 2016. https://www.bundesnetzagentur.de/SharedDocs/Downloads/DE/Sachgebiete/Energie/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/Monitoring/Monitoringbericht2016.pdf?__blob=publicationFile&v=2. „Über-sicht Strom- und Gas-netz-be-trei-ber“, o. J. https://www.bundesnetzagentur.de/DE/Sachgebiete/ElektrizitaetundGas/Unternehmen_Institutionen/DatenaustauschUndMonitoring/UnternehmensStammdaten/Uebersicht_Netzbetreiber/UebersichtStromUndGasnetzbetreiber_node.html.
- Brems, A.; Dewil, R.; Baeyens, J.; Zhang, R. (2013):** Gasification of plastic waste as waste-to-energy or waste-to-syngas recovery route. Natural Science 05(06)695–704. doi: 10.4236/ns.2013.56086.
- Broecks, K. P. F.; van Egmond, S.; van Rijnsoever, F. J.; Verlinde-van den Berg, M.; Hekkert, M. P. (2016):** Persuasiveness, importance and novelty of arguments about Carbon Capture and Storage. Environmental Science & Policy 5958–66. doi: 10.1016/j.envsci.2016.02.004.
- van den Broek, M.; Ramírez, A.; Groenenberg, H.; Neele, F.; Viebahn, P.; Turkenburg, W.; Faaij, A. (2010):** Feasibility of storing CO₂ in the Utsira formation as part of a long term Dutch CCS strategy. International Journal of Greenhouse Gas Control 4(2)351–366. doi: 10.1016/j.ijggc.2009.09.002.
- Burchart, D.; Pichlak, M.; Kruczek, M. (2015):** Innovative Technologies For Greenhouse Gas Emission Reduction In Steel Production. METALURGIJA 55(55)119–122.
- ChemCologne (2018):** Erfolgsfaktor für die Region - Verbundproduktion. <http://www.chemcologne.de/investieren-im-rheinland/verbundproduktion.html#prettyPhoto>
- ChemSite-Initiative (2007):** ChemSite - Chemiestandorte für zukunftsorientierte Investitionen. Marl, 2007.
- Chen, Q.; Rennings, K. (2014):** Low Carbon Scenarios Vs. Clean Coal Scenarios in China: How to close the Carbon Gap? Applied Mechanics and Materials. doi: 10.4028/www.scientific.net/AMM.556-562.841.
- Climeworks (o. J.):** Climeworks. <http://www.climeworks.com>
- Connolly et al. (2013):** „Heat Roadmap Europe 2: Second Pre-Study for the EU27“. Department of Development and Planning, Aalborg University, Mai 2013. http://vbn.aau.dk/files/77342092/Heat_Roadmap_Europe_Pre_Study_II_May_2013.pdf.

- Deep Decarbonization Pathways Project (2015):** Pathways to deep decarbonization 2015 report. http://deepdecarbonization.org/wp-content/uploads/2016/03/DDPP_2015_REPORT.pdf
- Dewald, U.; Achternbosch, M. (2016):** Why more sustainable cements failed so far? Disruptive innovations and their barriers in a basic industry. *Environmental Innovation and Societal Transitions* 1915–30. doi: 10.1016/j.eist.2015.10.001.
- Diermann, R. (2017):** Pilotanlage auf Island: Forscherteam macht Kohlendioxid zu Stein. <http://www.spiegel.de/wissenschaft/technik/island-forscherteam-macht-kohlendioxid-zu-stein-a-1174652.html>
- DIN 51624:2008-02: (2008):** Kraftstoffe für Kraftfahrzeuge – Erdgas – Anforderungen und Prüfverfahren. <https://www.beuth.de/de/norm/din-51624/104466710>
- Dütschke, E.; Wohlfarth, K.; Höller, S.; Viebahn, P.; Schumann, D.; Pietzner, K. (2016):** Differences in the public perception of CCS in Germany depending on CO₂ source, transport option and storage location. *International Journal of Greenhouse Gas Control* 53(10)149–159. doi: 10.1016/j.ijggc.2016.07.043.
- ECSP (o. J.):** An Overview of the Pipeline Networks of Europe. ECSP. <https://chemicalparks.eu/pages/pipeline-networks>
- Edwards, R.; Godwin, S.; Krasenbrink, A.; Huss, A.; Maas, H.; Hass, H.; et al. (2013):** Well-to-wheels analysis of future automotive fuels and powertrains in the European context: tank-to-wheels (TTW) report, version 4, July 2013. Luxembourg: Publications Office. <http://dx.publications.europa.eu/10.2788/40409>. Last access: 08 Mai 2018.
- Eikmeyer, et al (2011):** „Potenzialerhebung von Kraft-Wärme-Kopplung in Nordrhein-Westfalen (Zusammenfassung)“. Bremen / Düsseldorf: Bremer Energie Institut / Ministerium für Klimaschutz, Umwelt, Landwirtschaft, Natur-und Verbraucherschutz des Landes Nordrhein-Westfalen (MKULNV), 2011. www.umwelt.nrw.de/klima/pdf/studie_kwk_nrw.pdf.
- EnergieAgentur NRW (2018):** „Grid im Überblick“, o. J. http://www.energieagentur.nrw/netze/grid_im_ueberblick. „Potenzialstudie Industrielle Abwärme NRW: LANUV startet Unternehmensbefragung“, 12. Januar 2018. https://www.energieagentur.nrw/netze/potenzialstudie_industrielle_abwaerme_nrw_lanuv_startet_unternehmensbefragung.
- . „Information Speichertechnologien - Thermische Speicherung. Zugriff am 30.05.2018, www.energieagentur.nrw/netzwerk/netze-und-speicher/speichertechnologien
- EnergieAgentur NRW (2016):** „Verteilnetze in Nordrhein-Westfalen: Handlungsempfehlungen für Netzbetrieb und Systementwicklung“, Oktober 2016. https://www.google.com/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=2&ved=0ahUKEwiHmMim_4nbAhWL2aQKHdcPD6gQFggwMAE&url=https%3A%2F%2Fbroschuren.nordrheinwestfalendirekt.de%2Fherunterladen%2Fder%2Fdatei%2Fag2-final-pdf%2Fvon%2Fverteilnetze-in-nordrhein-westfalen-handlungsempfehlungen-fuer-netzbetrieb-und-systementwicklung%2Fvom%2Fenergieagentur%2F2395&usg=AOvVaw09HJarWWoYWsKGqyxUyY88.
- Energiestatistik NRW:** „Erdgas“, o. J. <http://www.energiestatistik-nrw.de/themen/gas>.
- Enquete-Kommission (1998):** Abschlußbericht: Schutz des Menschen und der Umwelt - Ziele und Rahmenbedingungen einer nachhaltig zukunftsverträglichen Entwicklung. Bonn. <http://dipbt.bundestag.de/dip21/btd/13/112/1311200.pdf>

- ENTSO-E (2018):** „ENTSO-E Transmission System Map“, o. J.
<https://www.entsoe.eu/data/map/>
- . „Indicative values for Net Transfer Capacities (NTC) in Continental Europe“, 22. Februar 2011.
https://www.entsoe.eu/fileadmin/user_upload/_library/ntc/archive/NTC-Values-Winter-2010-2011.pdf.
- ENTSO-G (2015):** „The European Natural Gas Network 2015“, Mai 2015.
https://www.entsog.eu/public/uploads/files/maps/transmissioncapacity/2015/ENTSO_G_CAP_MAY2015_AoFORMAT.pdf.
- Esser, M.; Wölke, A. (2015):** Chemikalien fließen in Gelsenkirchen in 20 Pipelines.
<https://www.waz.de/staedte/gelsenkirchen-buer/chemikalien-fliesen-in-gelsenkirchen-in-20-pipelines-id10590086.html>
- ETC Group; Biofuelwatch; Heinrich Böll Stiftung (2017):** The Big Bad Fix. The Case Against Climate Geoengineering.
https://www.boell.de/sites/default/files/bigbadfix.pdf?dimension1=division_iup
- European Commission (2013):** Consultative Communication on The Future of Carbon Capture and Storage in Europe. No. COM(2013) 180 final. Brussels: European Commission. http://ec.europa.eu/energy/coal/doc/com_2013_0180_ccs_en.pdf
- European Commission (2016):** Ajos BTL. https://setis.ec.europa.eu/system/files/bio_-_ajos_btl_-_fi_-_2016_factsheet_o.pdf
- Fernleitungsnetzbetreiber (2012):** Netzentwicklungsplan Gas 2012. Berlin.
www.netzentwicklungsplan-gas.de
- Fischedick, M.; Marzinkowski, J.; Winzer, P.; Weigel, M. (2014a):** Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. Journal of Cleaner Production 84563–580. doi: 10.1016/j.jclepro.2014.05.063.
- Fischedick, M.; Marzinkowski, J.; Winzer, P.; Weigel, M. (2014b):** Techno-economic evaluation of innovative steel production technologies. Journal of Cleaner Production 84563–580. doi: 10.1016/j.jclepro.2014.05.063.
- Fischedick, M.; Roy, J.; Abdel-Aziz, A.; Acquaye, A.; Allwood, J.; Ceron, J.-P.; et al. (2014c):** Industry. Climate change 2014 : mitigation of climate change ; contribution of working group III to the fifth assessment report of the Intergovernmental Panel on Climate Change. Cambridge: Cambridge Univ. Press.
- Fischedick, M.; T. Fink (2018):** P2F Hot Spots Power-to-Fuels an Hot Spots erneuerbarer Energien zur Unterstützung der Zielerreichung im Rahmen der Energiewende. Abschlussbericht, unveröffentlicht. Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH.
- FNB Gas (2018):** „Umsetzungsbericht 2017 der Fernleitungsnetzbetreiber“. Berlin, 31. März 2018. https://www.fnb-gas.de/files/2017_03_31_umsetzungsbericht_2017.pdf.
- FNB Gas (2016):** „Netzentwicklungsplan Gas 2012“. Berlin, 1. April 2012. www.netzentwicklungsplan-gas.de. „Netzentwicklungsplan Gas 2016-2026“. Berlin, 16. Oktober 2016. https://www.fnb-gas.de/files/2017_10_16_nep-gas-2016-2026.pdf.
- Forsberg, C. W. (2006):** Assessment of Nuclear-Hydrogen Synergies with Renewable Energy Systems and Coal Liquefaction Processes. Oak Ridge: Oak Ridge National Laboratory.
<http://citeseerx.ist.psu.edu/viewdoc/download?doi=10.1.1.133.9925&rep=rep1&type=pdf>
- Forschungsinformationssystem (2017):** „Entwicklung des Rohrleitungsverkehrs in Deutschland“, 14. Juni 2017.
<https://www.forschungsinformationssystem.de/servlet/is/Entry.21661.Display/>.

- Fraunhofer-Institut für System- und Innovationsforschung; Marscheider-Weidemann, F.; Langkau, S.; Hummen, T.; Erdmann, L.; Tercero Espinoza, L. A.; et al. (2016):** Rohstoffe für Zukunftstechnologien 2016: Auftragsstudie.
- Geibler, J. v.; Rohn, H. (2009):** Nachhaltigkeitsbewertung neuer Technologien als Fundament 30 der Erschließung von nachhaltigen Zukunftsmärkten. Deutsches CleanTech Jahrbuch 2009 - Beiträge aus Wirtschaft, Wissenschaft und Praxis - Eine Bestandsaufnahme. DCTI Deutscher Clean Tech Institut GmbH.
- Geologischer Dienst NRW; BGR (2005):** Kurzstudie CO₂-Speicherpotenzial in NRW. Krefeld und Hannover.
- Global CCS Institut (o. J.):** . <http://www.globalccsinstitute.com/projects>
- Global CCS Institute (2009):** Economic Assessment of Carbon Capture and Storage Technologies. No. 2. Strategic Analysis of the Global Status of Carbon Capture and Storage. Canberra: Global CCS Institute.
<http://www.globalccsinstitute.com/publications/strategic-analysis-global-status-carbon-capture-storage-Report-2>. Last access: 15 Februar 2013.
- Global CCS Institute (2018):** Overview on large-scale CCS projects as of 09 February 2018. Global CCS Institute, Canberra.
- Görner, K.; Lindenberg, D. (2015): Technologiecharakterisierungen in Form von Steckbriefen.** Beitrag zum Vorprojekt Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme – Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System. Essen, Köln, Wuppertal, Jülich, Bochum: Gas-Wärme-Institut Essen; Energiewirtschaftliches Institut zu Köln; Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Forschungszentrum Jülich; Ruhr-Universität Bochum.
https://wupperinst.org/uploads/tx_wupperinst/Virtuelles_Institut_Strom_zu_Gas_und_Waerme_Anlage_Steckbriefsammlung.pdf
- Görner, K.; Lindenberg, D. (2018):** Virtuelles Institut „Strom zu Gas und Wärme“, Band III Pfadanalysen: Flexibilisierungsoptionen im Strom-Gas-Wärme-System, Abschlussbericht des Hauptprojekts (2015 – 2017). Essen, Köln: GWI, EWI.
- Guminski, A. (2015):** Transition Towards an “All-electric World” – Developing a Merit-Order of Electrification for the German Energy System (Masterthesis). Masterarbeit. München: Technische Universität München (TUM).
https://www.ffegmbh.de/images/stories/pressemeldung/634_GEE-Preis/Masterarbeit_AllElectricWorld_Guminski_GEE.pdf. Last access: 27 März 2017.
- Hauck, H. (2017):** Aluminium-Flex-Elektrolyse als Virtueller Stromspeicher. Vortrag im Projekt Synergie. Darmstadt. <http://docplayer.org/41617229-Aluminium-flex-elektrolyse-als-virtueller-stromspeicher.html>
- Hauke, S. (2015):** Organophile Nanofiltration. Gehalten auf der Lunch & Learn, Siemens, Frankfurt am Main.
- Hermann, H.; Matthes, F. C.; Athmann, U. (2012):** Potenziale und Chancen der Technologie zur CO₂-Abtrennung und –Ablagerung (CCS) für industrielle Prozessemissionen. Berlin, Darmstadt: Öko-Institut e.V. und dezentec.
<http://www.oeko.de/oekodoc/1504/2012-070-de.pdf>
- von Hirschhausen, C.; Herold, J.; Oei, P.-Y. (2012):** How a „Low Carbon“ Innovation Can Fail: Tales from a „Lost Decade“ for Carbon Capture, Transport, and Sequestration (CCTS). Economics of Energy & Environmental Policy 1(2).
<http://www.iaee.org/en/publications/eeeparticle.aspx?id=24>. Last access: 22 März 2012.

- IEA (2017):** Energy Technology Perspectives - catalysing energy technology transformations. International Energy Agency.
<https://www.iea.org/publications/freepublications/publication/EnergyTechnologyPerspectives2017ExecutiveSummaryEnglishversion.pdf>
- INES:** „INES - Initiative Erdgasspeicher“, o. J. www.erdgasspeicher.de.
- IT.NRW (2016):** Energiebilanz und CO₂-Bilanz in Nordrhein-Westfalen 2014. Statistik No. Kennziffer E IV – j/14. Statistische Berichte. Düsseldorf: IT.NRW - Information und Technik Nordrhein-Westfalen, Geschäftsbereich Statistik.
http://www.energiestatistik-nrw.de/medien/downloads/Energiebilanz_2014.pdf.
Last access: 20 April 2015.
- Jaroni, B.; Friedrich, B. (o. J.):** Notwendigkeit der Entkopplung von Pyrolyse und Schmelzen beim Al Recycling. Aachen, Bonn. http://www.metallurgie.rwth-aachen.de/old/images/pages/publikationen/paeper_energiee_id_7233.pdf
- Jungbluth (2007):** *Erdöl*. Sachbilanzen von Energiesystemen: Grundlagen für den ökologischen Vergleich von Energiesystemen und den Einbezug von Energiesystemen in Ökobilanzen für die Schweiz (ed. Dones R.). Dübendorf, 2007.
- Kobiela, G.; Vallentin, D. (2016):** Wertschöpfungsketten in NRW im Kontext der Energiewende: Eine Metaanalyse bezüglich Stahl, polymeren Werkstoffen und dem Anlagenbau in der erneuerbaren Energiewirtschaft. Wuppertal Papers.
<https://www.econstor.eu/handle/10419/147521>. Last access: 11 April 2017.
- Krieg (2012):** *Konzept und Kosten eines Pipelinesystems zur Versorgung des deutschen Straßenverkehrs mit Wasserstoff*. Schriften des Forschungszentrums Jülich Reihe Energie & Umwelt 144. Jülich: Forschungszentrum Jülich, 2012.
- Kuckshinrichs, W.; Vögele, S. (2015):** Economic Analysis of Carbon Capture in the Energy Sector. In W. Kuckshinrichs und J.-F. Hake (Hrsg.), Carbon Capture, Storage and Use. Cham: Springer International Publishing. doi: 10.1007/978-3-319-11943-4_7.
- Landinger, H. (2010):** Energiespeicher in Stromversorgungssystemen mit hohem Anteil Erneuerbarer Energien. München. <https://www.vde-suedbayern.de/resource/blob/842144/5e9ab51c732d7b513d7a5c193e6bb214/download/d20100422-data.pdf>
- LANUV NRW (2012):** Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 1 - Windenergie LANUV-Fachbericht 40. Recklinghausen.
https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040a.pdf
- LANUV NRW (2013):** Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 2 - Solarenergie LANUV-Fachbericht 40. Recklinghausen.
https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040b.pdf
- LANUV NRW (2014):** Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 3 - Biomasse-Energie LANUV-Fachbericht 40. Recklinghausen.
https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/30040c.pdf
- LANUV NRW (2015):** Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 4 - Geothermie LANUV-Fachbericht 40. Recklinghausen.
https://www.lanuv.nrw.de/fileadmin/lanuvpubl/3_fachberichte/Fachbericht_40-Teil4-Geothermie_web.pdf
- LANUV NRW (2017):** Potenzialstudie Erneuerbare Energien NRW Teil 5 - Wasserkraft LANUV-Fachbericht 40. Recklinghausen.
https://www.lanuv.nrw.de/uploads/tx_commercedownloads/Fachbericht_40_Teil_5-Wasserkraft.pdf
- LBEG (2016):** Untertage-Gasspeicherung in Deutschland. ERDÖL ERDGAS KOHLE 11(132)409–417.

- LBEG (2013):** „Untertage-Gasspeicherung in Deutschland“. ERDÖL ERDGAS KOHLE, 2013.
- Lechtenböhrmer, S.; Arnold, K.; Espert, V.; Höller, S.; Schneider, C.; Tenbergen, J.; et al. (2015a):** Plattform Klimaschutz und Industrie NRW (unveröffentlicht). Leverkusen und Wuppertal: Ministerium für Klima, Umwelt, Landwirtschaft, Natur- und Verbraucherschutz.
- Lechtenböhrmer, S.; Nilsson, L. J.; Åhman, M.; Schneider, C. (2016):** Decarbonising the energy intensive basic materials industry through electrification – Implications for future EU electricity demand. Energy, Sustainable Development of Energy, Water and Environment Systems 115, Part 31623–1631. doi: 10.1016/j.energy.2016.07.110.
- Lechtenböhrmer, S.; Schneider, C.; Samadi, S. (2017):** Energy efficiency quo vadis? – the role of energy efficiency in a 100% renewable future. ECEEE 2017 SUMMER STUDY 171–181.
- Lechtenböhrmer, S.; Schneider, C.; Yetano Roche, M.; Höller, S. (2015b):** Re-Industrialisation and Low-Carbon Economy—Can They Go Together? Results from Stakeholder-Based Scenarios for Energy-Intensive Industries in the German State of North Rhine Westphalia. Energies 8(10)11404–11429. doi: 10.3390/en81011404.
- Mabon, L.; Littlecott, C. (2016):** Stakeholder and public perceptions of CO₂-EOR in the context of CCS – Results from UK focus groups and implications for policy - ScienceDirect. International Journal of Greenhouse Gas Control (49)128–137.
- Markewitz, P.; Zhao, L.; Robinius, M. (2017):** Technologiebericht 2.3 CO₂-Abscheidung und Speicherung (CCS). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/605CD6257D2946BFE0539A695E8620A8/live/document/2.3_CO2-Abscheidung_und_Speicherung__CCS_.pdf
- McKinsey (2008):** Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics. McKinsey&Company. [assets.mckinsey.com/~/media/mckinsey/Carbon Capture and Storage: Assessing the Economics.pdf](https://assets.mckinsey.com/~/media/mckinsey/Carbon%20Capture%20and%20Storage%20Assessing%20the%20Economics.pdf). Last access: 10 Februar 2013.
- MKULNV (2015):** „Klimaschutzplan Nordrhein-Westfalen: Klimaschutz und Klimafolgenanpassung“. Düsseldorf, 2015. https://www.umwelt.nrw.de/fileadmin/redaktion/Broschueren/klimaschutzbericht_nrw_151201.pdf.
- Müller-Syring, G.; Henel, M. (2014):** Abschlussbericht: Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e. V. https://www.dvgw.de/medien/dvgw/leistungen/forschung/berichte/g1_o2_12.pdf „Wasserstofftoleranz der Erdgasinfrastruktur inklusive aller assoziierten Anlagen“. Bonn: DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches e.V., 2014. http://www.dvgw-innovation.web33.dvgw-sc.de/fileadmin/dvgw/angebote/forschung/innovation/pdf/g1_o2_12.pdf.
- Müller-Syring, G.; Henel, M.; Köppel, W.; Mlaker, H.; Sterner, M.; Höcher, T. (2013):** Entwicklung von modularen Konzepten zur Erzeugung, Speicherung und Einspeisung von Wasserstoff und Methan ins Erdgasnetz. DVGW Deutscher Verein des Gas- und Wasserfaches eV, 2013 Bonn.
- MWV (2016):** Raffinerien und Pipelines in Deutschland. Mineralölwirtschaftsverband e.V. <https://www.mwv.de/wp-content/themes/mwv/images/map/mwv-raffineriestandorte-und-mineraloelfernleitungen-deutschland-karte.pdf>
- NABU (2013):** „Stromfluss unter der Erde - Einsatz von Erdkabeln beim Übertragungsnetzausbau“. Berlin, o. J. [http://www.energiewende-naturvertraeglich.de/index.php%3Fid=1001&tx_fedownloads_pi2\[download\]=5601](http://www.energiewende-naturvertraeglich.de/index.php%3Fid=1001&tx_fedownloads_pi2[download]=5601).

- Nebel, A. (2018):** „Open-Source Netzmodell osmTGmod“, Juni 2018.
<https://github.com/wupperinst/osmTGmod>.
- Ness, B.; Urbel-Piirsalu, E.; Anderberg, S.; Olsson, L. (2007):** Categorising tools for sustainability assessment. *Ecological Economics* 60(3)498–508. doi: 10.1016/j.ecolecon.2006.07.023.
- Öko-Institut e.V; Fraunhofer ISI (2015):** Klimaschutzszenario 2050 2. Endbericht. Berlin. <https://www.oeko.de/oekodoc/2451/2015-608-de.pdf>
- Petrochemicals Europe (2016):** „Maps, Refineries and Crackers“, 2016.
<https://www.petrochemistry.eu/about-petrochemistry/facts-figures/maps-refineries-and-crackers/>.
- Pietzner, K.; Schumann, D. (2012):** Akzeptanzforschung zu CCS in Deutschland. Aktuelle Ergebnisse, Praxisrelevanz, Perspektiven. München: oekom.
- Prognos (2011):** Beitrag von Wärmespeichern zur Integration erneuerbarer Energien. Kurzstudie im Auftrag der AGFW, Dezember 2011, www.agfw.de/fileadmin/user_upload/Kurzstudie_Waermespeicher_Prognos_111206__1__01.pdf
- Quader, M. A.; Ahmed, S.; Dawal, S. Z.; Nukman, Y. (2016):** Present needs, recent progress and future trends of energy-efficient Ultra-Low Carbon Dioxide (CO₂) Steelmaking (ULCOS) program. *Renewable and Sustainable Energy Reviews* 55537–549. doi: 10.1016/j.rser.2015.10.101.
- Quader, M. A.; Ahmed, S.; Ghazilla, R. A. R.; Ahmed, Sh.; Dahari, M. (2015):** A comprehensive review on energy efficient CO₂ breakthrough technologies for sustainable green iron and steel manufacturing. *Renewable & sustainable energy reviews* 50594–614.
- Rubin, E. (2016):** CCS cost trends and outlook. Carnegie Mellon University.
http://dc.engconfintl.org/cgi/viewcontent.cgi?article=1005&context=co2_summit2
- Rubin, E. S.; Mantripragada, H.; Marks, A.; Versteeg, P.; Kitchin, J. (2012):** The outlook for improved carbon capture technology. *Progress in Energy and Combustion Science* 38(5)630–671. doi: 10.1016/j.pecs.2012.03.003.
- Saisonalspeicher.de (2018):** Das Wissensportal für die saisonale Wärmespeicherung. Speichertypen / Solites Steinbeis Forschungsinstitut für solare und zukunftsfähige thermische Energiesysteme, Zugriff am 01.06.2018, www.saisonalspeicher.de/Speichertypen
- Stadtwerke Duisburg (2018):** Der Wärmespeicher der Stadtwerke Duisburg. Stadtwerke Duisburg AG. Zugriff am 04.06.2018 www.stadtwerke-duisburg.de/unternehmen/themen/der-waermespeicher-der-stadtwerke-duisburg
- Scheer, D.; Konrad, W.; Renn, O.; Scheel, O. (2014):** Energiepolitik unter Strom: Alternativen der Stromerzeugung im Akzeptanztest. München: Oekom.
- Schneider, C.; Höller, S.; Lechtenböhmer, S. (2014):** Re-industrialisation and low carbon economy – can they go together? Results from transdisciplinary scenarios for energy intensive industries. doi: 10.13140/2.1.4291.6483.
- Schneider, C.; Schüwer, D. (2017):** Technologiebericht 6.4 Low-carbon und ressourceneffiziente Industrie. Technologiebericht. Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.). <https://www.energieforschung.de/energie-und-ressourceneffizienz-industrie>. Last access: 11 Januar 2018.
- Schneidewind, U.; Wiegandt, K.; Welzer, H. (2018):** Die große Transformation Eine Einführung in die Kunst gesellschaftlichen Wandels.

- Schreiber, A.; Zapp, P.; Marx, J. (2012):** Meta-Analysis of Life Cycle Assessment Studies on Electricity Generation with Carbon Capture and Storage. *Journal of Industrial Ecology* 16S155–S168. doi: 10.1111/j.1530-9290.2011.00435.x.
- Schumann, D. (2014):** Akzeptanz von CO₂-Offshore-Speicherung, CO₂-Onshore-Speicherung und CO₂-Transport per Pipeline in der deutschen Bevölkerung. Jülich: Forschungszentrum Jülich GmbH - Institut für Energieforschung (IEF), Systemforschung und Technologische Entwicklung (IEK-STE). http://www.fz-juelich.de/SharedDocs/Downloads/IEK/IEK-STE/DE/Publikationen/research_reports/2014/report_o2_2014.pdf?__blob=publicationFile
- Schüwer, D.; Arnold, K.; Bienge, K.; Bringezu, S.; Echternacht, L.; Esken, A.; et al. (2015):** CO₂ reuse NRW: evaluating gas sources, demand and utilization for CO₂ and H₂ within the North Rhine-Westphalia area with respect to gas qualities; final report. supported by Climate KIC. Wuppertal; Leverkusen: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie gGmbH; Covestro Deutschland AG. <http://epub.wupperinst.org/frontdoor/index/index/docId/6010>. Last access: 19 April 2016.
- Snæbjörnsdóttir, S. Ó.; Gislason, S. R. (2016):** CO₂ Storage Potential of Basaltic Rocks Offshore Iceland. *Energy Procedia* 86371–380. doi: 10.1016/j.egypro.2016.01.038.
- UBA (2006):** Technische Abscheidung und Speicherung von CO₂ – nur eine Übergangslösung. Positionspapier des Umweltbundesamtes zu möglichen Auswirkungen, Potenzialen und Anforderungen. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/publikationen/technische-abscheidung-speicherung-von-co2-nur-eine>
- UBA (2014):** Treibhausgasneutrales Deutschland im Jahr 2050. Climate Change 07/2014. Dessau: Umweltbundesamt. www.umweltbundesamt.de/sites/default/files/medien/378/publikationen/climate-change_07_2014_treibhausgasneutrales_deutschland_2050_o.pdf. Last access: 09 Februar 2015.
- UBA (2018):** Carbon Capture and Storage. Umweltbundesamt. <https://www.umweltbundesamt.de/themen/wasser/gewaesser/grundwasser/nutzung-belastungen/carbon-capture-storage#textpart-1>
„Kraftwerke und Verbundnetze in Deutschland“. Umweltbundesamt, o. J. <https://www.umweltbundesamt.de/bild/kraftwerke-verbundnetze-in-deutschland>.
- VCI (2017):** „Chemiewirtschaft in Zahlen 2017“. Geschäftsbericht. Frankfurt, August 2017.
- VDE (2015):** VDE Studie: Potenziale für Strom im Wärmemarkt bis 2050 - Wärmeversorgung in flexiblen Energieversorgungssystemen mit hohen Anteilen an erneuerbaren Energien. VDE - Energietechnische Gesellschaft (ETG), www.energiedialog2050.de/index.php/downloads/category/4-fruehstuecke-2015?download=6:11-06-2015-vde-studie-potenziale-fuer-strom-im-waermemarkt-bis-2050
- Viebahn, P. (2011):** Life Cycle Assessment for Power Plants with CCS. Weinheim.
- Viebahn, P.; Daniel, V.; Samuel, H. (2012a):** Integrated assessment of carbon capture and storage (CCS) in the German power sector and comparison with the deployment of renewable energies. *Applied Energy* 97238–248. doi: 10.1016/j.apenergy.2011.12.053.

- Viebahn, P.; Esken, A.; Fishedick, M. (2009):** Energiewirtschaftliche, strukturelle und industriepolitische Analyse der Nachrüstung von Kohlekraftwerken mit einer CO₂-Rückhaltung in NRW. Abschlussbericht im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Mittelstand und Energie (MWME) des Landes Nordrhein-Westfalen (NRW). Wuppertal: Wuppertal Institut für Klima, Umwelt, Energie.
- Viebahn, P.; Falk, B. (2015):** Ökobilanzen der CCS-Prozesskette. In M. Fishedick, K. Görner, und M. Thomeczek (Hrsg.), CO₂: Abtrennung, Speicherung, Nutzung. Berlin, Heidelberg: Springer Berlin Heidelberg. doi: 10.1007/978-3-642-19528-0_12.
- Viebahn, P.; Horst, J.; Scholz, A.; Zelt, O. (2018a):** Technologiebericht 4.4 Verfahren der CO₂-Abtrennung aus Faulgasen und Umgebungsluft innerhalb des Forschungsprojekts TF_Energiewende. Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken. https://www.energieforschung.de/lw_resource/datapool/systemfiles/elements/files/690472DFF23E3251E0539A695E86F4AD/current/document/4.4_CO2-Abtrennung_aus_Faulgasen_und_Umgebungsluft_final.pdf
- Viebahn, P.; Kobiela, G.; Zelt, O.; Wietschel, M.; Hirzel, S.; Horst, J.; Hildebrand, J. (2018b):** Technologien für die Energiewende. Teilbericht 1 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). Wuppertal, Karlsruhe, Saarbrücken: Wuppertal Institut, Fraunhofer ISI, IZES.
- Viebahn, P.; Vallentin, D.; Höller, S. (2012b):** Integrated Assessment of Carbon Capture and Storage (CCS) in the German Power Sector and Comparison with the Deployment of Renewable Energies. Applied Energy 97(2012)238–248.
- Viebahn, P.; Vallentin, D.; Höller, S. (2014):** Prospects of carbon capture and storage (CCS) in India's power sector – An integrated assessment. Applied Energy 11762–75. doi: 10.1016/j.apenergy.2013.11.054.
- Viebahn, P.; Vallentin, D.; Höller, S. (2015a):** Prospects of carbon capture and storage (CCS) in China's power sector – An integrated assessment. Applied Energy 157229–244. doi: 10.1016/j.apenergy.2015.07.023.
- Viebahn, P.; Vallentin, D.; Höller, S. (2015b):** Integrated Assessment of Carbon Capture and Storage (CCS) in South Africa's Power Sector. Energies 8(12)14380–14406. doi: 10.3390/en8121432.
- Wietschel, M.; Gnann, T.; Kühn, A.; Plötz, P.; Moll, C.; Speth, D.; et al. (2017):** Machbarkeitsstudie zur Ermittlung der Potentiale des Hybrid-Oberleitungs-Lkw. Karlsruhe. http://www.bmvi.de/SharedDocs/DE/Anlage/MKS/studie-potentiale-hybridoberleitungs-lkw.pdf?__blob=publicationFile
- Wuppertal Institut (2010):** RECCS plus Regenerative Energien (RE) im Vergleich mit CO₂-Abtrennung und -Ablagerung (CCS). Wuppertal. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/3658/file/3658_RECCS_plus_de.pdf
- Wuppertal Institut (2015):** ReUse NRW. Evaluating gas sources, demand and utilization for CO₂ and H₂ within the North Rhine- Westphalia area with respect to gas qualities. Final report on behalf of ClimateKIC. Wuppertal. https://epub.wupperinst.org/frontdoor/deliver/index/docId/6010/file/6010_CO2_ReUse.pdf
- Wuppertal Institut, ISI, IZES (Hrsg.) 2017:** Technologiebericht 3.3b Energiespeicher (thermisch, thermo-chemisch und mechanisch). Technologien für die Energiewende. Teilbericht 2 an das Bundesministerium für Wirtschaft und Energie (BMWi). www.energieforschung.de/infrastruktur
- Wüstenhagen, R.; Wolsink, M.; Bürer, M. J. (2007):** Social acceptance of renewable energy innovation: An introduction to the concept. Energy Policy 35(5)2683–2691. doi: 10.1016/j.enpol.2006.12.001.

Zementexperte (2017): Experten-Interview am 09.02.2017 im Rahmen des Projektes „Virtuelles Institut: Strom zu Gas und Wärme - Intelligente Flexibilisierung des Energiesystems in NRW“ mit Experten aus der Zementindustrie.
www.wupperinst.org/p/wi/p/s/pd/654

van der Zwaan, B. C. C.; Schoots, K.; Rivera-Tinoco, R.; Verbong, G. P. J. (2011): The cost of pipelining climate change mitigation: An overview of the economics of CH₄, CO₂ and H₂ transportation. Applied Energy 88(11)3821–3831. doi: 10.1016/j.apenergy.2011.05.019.

3 Anhang

3.1 Elektrische Energieübertragung



3.1.1 Transportnetz

Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Strom ist ein Energieträger, dessen Leistung sich als Produkt aus Strom und Spannung berechnet. Mit höherer Spannung gehen niedrigere Verluste einher, weswegen Transport von Strom bei hohen Spannungen, Verteilung und Nutzung bei niedrigeren Spannungen stattfindet.

Das Transport- bzw. Übertragungsnetz ist das so genannte Höchstspannungsnetz mit den Spannungsebenen 220 kV und 380 kV. Vorwiegend werden Freileitungen genutzt, nur für einzelne kürzere Teilstrecken Kabel. Das Netz wird mit Wechselstrom (AC) betrieben, nur auf einzelnen Strecken (insb. zur Anbindung von Offshore-Windparks) wird Gleichstromübertragung (DC, HGÜ) eingesetzt. AC-Leitungen bestehen aus drei Leiterseilen, jedes Dreileitersystem ist mit ca. 1,4-3 GW belastbar. Die Übertragungsverluste liegen bei ca. 1 % bis 3 % pro 100 km (vgl. Görner/Lindenberg, 2015).

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Das Transportnetz in NRW ist geprägt von Ballungsräumen, energieintensiven Industrien und Kraftwerksstandorten. Die Netzdichte in NRW ist deutlich höher als im deutschen Mittel, insbesondere im Ruhrgebiet und entlang der Rheinschiene.

Das Transportnetz verbindet die Kraftwerksstandorte mit dem Verteilnetz. Größter Abnehmer von Strom ist die Industrie (>50 % des Nettostromverbrauchs), gefolgt von den Haushalten (ca. 25 %). In NRW findet sich eine sehr hohe Dichte an konventionellen Kraftwerken, insb. findet sich im rheinischen Revier etwa die Hälfte der deutschen Braunkohlekapazitäten, auch ca. 45 % der deutschen Erzeugungskapazitäten aus Steinkohle sind hier angesiedelt. NRW ist Nettoexporteur von Strom.

Mengengerüst

Stromkreislänge	km	5.730	35.610	2015	(vgl. Görner/Lindenberg, 2015)
Bruttostromerzeugung	TWh	175	627	2014	(vgl. UBA 2018)
Bruttostromverbrauch	TWh	152	591	2014	(vgl. UBA 2018)
Nettostromverbrauch	TWh	123	512	2014	(vgl. UBA 2018)
- davon in der Industrie (Netto)	TWh	66	229	2014	(vgl. UBA 2018)
installierte Kraftwerksleistung	GW	~43	202	2014	(vgl. UBA 2018)
vertikale Netzlasterlast	GW	19,5			(vgl. Amprion 2018)
Verkabelungsgrad	%		0,3		(vgl. NABU 2013)

Die Auslastung des Transportnetzes ist regional sehr unterschiedlich. Eine hohe Auslastung ergibt

sich insbesondere in Nord-Süd-Richtung zur Anbindung der Windenergie, dieser Zusammenhang spiegelt sich auch im Ausbaubedarf.

Zentrale Akteure in NRW

NRW liegt größtenteils im Netzgebiet des Übertragungsnetzbetreibers (ÜNB) Amprion, lediglich der äußere Nordosten liegt bei Tennet.

Das Netzgebiet von Amprion umfasst außerdem Rheinland-Pfalz, das Saarland sowie Teile von Hessen und Bayern. Amprion ging hervor aus RWE Transportnetz Strom GmbH als Tochter von RWE. Größter Eigentümer ist die M31 Beteiligungsgesellschaft.

Die Flächen in NRW machen lediglich einen geringen Teil des Tennet-Netzes aus. Tennet betreibt das Übertragungsnetz entlang der Nord-Süd-Achse, das Netzgebiet entspricht dem der ehemaligen E.ON Netz GmbH, die 2009 an den niederländischen Netzbetreiber Tennet verkauft wurde.

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Das Transportnetz ist insbesondere nach Niedersachsen und Rheinland-Pfalz, also nach Nord-Ost und Süd-Ost, gut angebunden. In die Niederlande führen drei Trassen, die Grenzkuppelleistung (Net Transfer Capacity, NTC) beträgt ca. 2 GW (vgl. ENTSO-E 2018).

Anbindung nach...	Anzahl Trassen	Anzahl Stromkreise
... Niedersachsen	7 Trassen	7 x 380 kV, 6 x 220 kV
... Hessen	2 Trassen	4 x 380 kV
... Rheinland-Pfalz	6 Trassen	7 x 380 kV, 4 x 220 kV
... Belgien	/	
... Niederlande	3 Trassen	6 x 380 kV

Quellen: (vgl. NABU 2013; vgl. UBA 2018; vgl. Nebel 2018)

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Neben den ohnehin notwendig werdenden Erneuerungsmaßnahmen ist der Ausbau des Übertragungsnetzes eine der aktuellen großen Herausforderungen der Energiewende. Neubau findet zunehmend als HGÜ und/oder Kabel statt. Insbesondere zur Anbindung der Windenergiemengen gibt es eine allgemeine Entwicklung zur Stärkung der Nord-Süd-Achse. Eine der vier geplanten HGÜ-Trassen wird dabei durch NRW führen und dort eine Entnahmestelle bieten. Noch ist NRW Exportland, doch eine Trendumkehr ist absehbar (Import von Windenergie aus dem Norden und Solarenergie aus dem Süden), darauf sind auch die geplanten HGÜ-Leitungen ausgerichtet. Durch einen Braunkohleausstieg würde diese Tendenz noch verstärkt werden.

Planungsinstrumente zum Netzausbau:

- EnLAG: Kurzfristig beschleunigter Übertragungsnetzausbau. Insgesamt 1.800 Trassenkilometer geplant, davon ein Großteil in NRW. Zur Zeit in der Umsetzung (vgl. ENTSO-E 2018).
- Bundesbedarfsplangesetz (BBPlG) & Netzentwicklungsplan: ca. 7.100 km, Stärkung der Nord-Süd-Achse insb. durch HGÜ-Trassen. Vorhaben größtenteils noch nicht umgesetzt (vgl. ENTSO-E 2018). Dabei zwei HGÜ-Trassen mit 2 GW (von NS nach NRW (evtl. als Kabel) und von NRW nach BW), anvisierte Inbetriebnahme 2025 bzw. 2019 (vgl. BNetzA 2018). In NRW insg. Ca 500 km Neubau in 10 Projekten geplant (vgl. EnergieAgentur NRW 2018).

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Das Szenario Strom nimmt, zusätzlich zu einer maximalen Ausschöpfung der heimischen EE-Potenziale, massive Importe von Strom (ca. 330 TWh, zwei Drittel des Gesamtbedarfs) aus den umgebenden Bundesländern und dem unmittelbaren Ausland an, insbesondere von Windstrom aus dem Norden. Dafür besteht ein substantieller Ausbaubedarf im Transportnetz. Außerdem werden zahlreiche industrielle Prozesse elektrifiziert und Elektrolyseure zur Wasserstoffherzeugung eingesetzt, was die Stromtransportbedarfe innerhalb NRWs ebenfalls erhöht. Um die Elektrifizierungs- und Importstrategien umzusetzen, muss das Transportnetz kontinuierlich ausgebaut werden, beginnend jetzt.

Rolle der Infrastruktur im Szenario CCS 2050

Die Szenarioergebnisse zeigen eine Exportstrommenge von ca 107 TWh (ggü. 22 TWh heute), es ist davon auszugehen, dass dafür das Transportnetz ausgebaut werden muss. Im Szenario CCS werden keine Elektrifizierungsstrategien in der Industrie verfolgt, so dass daraus keine weitere Erhöhung des Ausbaubedarfs für das Szenario resultiert.

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

Die Szenarioergebnisse für das Szenario PtX-Import zeigen eine Exportstrommenge von ca 75 TWh (ggü. 22 TWh heute), es ist davon auszugehen, dass dafür das Transportnetz ausgebaut werden muss. Außerdem soll die Stromversorgung rein regenerativ sein, auch dafür ist ein Ausbau des Transportnetzes, insbesondere der Nord-Süd-Achse zur Einbindung von Offshore-Windstrom, notwendig.



Abbildung 16 Deutsches Höchstspannungsnetz

Quelle: Online unter <https://www.vde.com/resource/blob/1361716/4ae6aaa1163060cd6c186bc574711ec2/vde-fnn-karte-stromnetz-deutschland-2018-data.pdf>

3.1.2 Verteilnetz
**Wuppertal
Institut**
Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Strom ist ein Energieträger, dessen Leistung sich als Produkt aus Strom und Spannung berechnet. Mit höherer Spannung gehen niedrigere Verluste einher, weswegen Transport von Strom bei hohen Spannungen, Verteilung und Nutzung bei niedrigeren Spannungen stattfindet. Das Verteilnetz umfasst die Hochspannung (in Deutschland meist 110 kV) für die Grobverteilung elektrischer Energie, Mittelspannung (meist 10 kV oder 20 kV) für die weitere Verteilung und zur Anbindung großer Einzelverbraucher, sowie die Niederspannung (230 V bzw. 400 V im Dreileitersystem) für die Anbindung der kleineren Abnehmer. Je niedriger die Spannungsebene ist, desto höher ist der Anteil der Leitungen, die als Kabel statt als Freileitung ausgeführt werden.

Regenerative Stromerzeugungsanlagen speisen, abgesehen von großen Windparks, die teilweise direkt an das Transportnetz angeschlossen sind, in das Verteilnetz ein.

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Die Struktur des Verteilnetzes in NRW ist geprägt durch die Kombination industriell geprägter Ballungsgebiete und ländlicher Regionen. In städtischen Regionen ist das Netz stark vermascht, in ländlichen Bereichen gibt es hingegen häufig nur einzelne Stickleitungen. Das Netz ist im Mittel überdurchschnittlich dicht: In NRW befinden sich 17 % des deutschen Verteilnetzes (Stromkreislänge), obwohl NRW nur ca. 10 % der Fläche einnimmt. Da in städtischen Gebieten bevorzugt Kabel statt Freileitungen verlegt werden, ist auch der Verkabelungsgrad höher als im deutschen Durchschnitt.

Mengengerüst

An das deutsche Verteilnetz sind ca. 50 Mio. Endverbraucher angeschlossen, die 450 TWh elektrische Energie pro Jahr aus dem Netz entnehmen, davon sind ca. 94 % Haushaltskunden, die jedoch nur 26 % der Energie beziehen.

	Deutschland		Nordrhein-Westfalen (vgl. Energieagentur NRW 2018)	
	Stromkreislänge (vgl. BNetzA 2016)	Verkabelungsgrad (vgl. NABU 2013)	Stromkreislänge	Verkabelungsgrad
Hochspannung	96.267 km	9%	15.000 km	17%
Mittelspannung	511.164 km	77%	90.600 km	88%
Niederspannung	1.173.065 km	88%	200.000 km	89%
Summe	1.780.496 km		305.600 km	

Zentrale Akteure in NRW

Die Struktur der Netzbetreiber im Verteilnetz ist wesentlich heterogener als im Transportnetz: In Deutschland gibt es 884 Verteilnetzbetreiber, in NRW 105. Dies sind im Wesentlichen Stadtwerke, Zusammenschlüsse von Stadtwerken (z. B. Trianel), Stadtwerke-Töchter mit reinen Netzbetriebsaufgaben, sowie größere Konzerne oder „neugegründete“ GmbHs, die den Betrieb einzelner Netzgebiete übernehmen (vgl. BNetzA 2018).

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Das Verteilnetz dient in erster Linie der regionalen Verteilung. Die unteren Spannungsebenen übernehmen dementsprechend keine Transportaufgaben, die eine Anbindung an andere Bundesländer oder Staaten erfordern würden. Nur einzelne Leitungen der Hochspannungsebene (110 kV) führen über die Landesgrenzen hinaus in andere Bundesländer. Es gibt keine Verbindungen aus dem NRW-Verteilnetz ins Ausland.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Das Verteilnetz steht im Zuge der Energiewende vor mehreren Herausforderungen: Neben dem Ausbau Erneuerbarer Energien, insbesondere in ländlichen Gebieten (Münsterland, Ostwestfalen-Lippe, Sauerland, Eifel) mit schwacher Netzinfrastruktur zeichnet sich auch ein zunehmender Anschluss neuer Verbraucher wie E-Kfz und elektrische Wärmepumpen ab. In näherer Zukunft sind außerdem Belastungen durch schlechter prognostizierbare Last- und Einspeisesituationen im Zuge von dynamischen Strompreisen oder Direktvermarktung von EE-Strom absehbar. Um diesen Herausforderungen zu begegnen, ist sowohl Netzausbau, also die Erhöhung der durch das Netz übertragbaren Leistung, notwendig, als auch eine Verbesserung der Steuerungsfähigkeit des Netzes (vgl. EnergieAgentur NRW 2016).

Die Verteilnetzbetreiber melden der Bundesnetzagentur den geplanten Netzausbau, zuletzt für die Periode 2016-2026. Hier wurden zuletzt insgesamt 1.984 Ausbaumaßnahmen mit Kosten von 9,3 Mrd. Euro gemeldet, davon 55 % im Planungsstadium, die restlichen bereits in Bau oder abgeschlossen (vgl. BNetzA 2016). Die Energieagentur NRW schätzt, dass ca. 10 % des Verteilnetzausbaubedarfs in NRW anfallen (vgl. Energieagentur 2018).

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Das Szenario Strom setzt auf eine Ausschöpfung der heimischen EE-Potenziale, damit einher gehen massive Ausbaubedarfe im Verteilnetz, an das die einspeisenden Anlagen angeschlossen sind. Auch die Anbindung der Elektrolyseure bedingt, je nach Netzanschlussebene und Standort, einen Ausbau des Verteilnetzes (laut Einschätzung aus dem Workshop zur Koevolution wird spätestens 2035 ein substantieller Ausbau dafür notwendig sein). Die Elektrifizierung industrieller Prozesse, insbesondere in der Zementindustrie, die zumeist ans Verteilnetz angeschlossen ist, führt ebenfalls zu einem Ausbaubedarf.

Rolle der Infrastruktur im Szenario CCS 2050

Das Szenario CCS hat von allen Szenarien die geringsten Bedarfe an heimischer Stromerzeugung und somit voraussichtlich geringere Ausbaubedarfe im Verteilnetz als die anderen Szenarien. Dennoch werden auch hier große Teile der Stromversorgung aus regenerativen Anlagen geliefert, die in das Verteilnetz einspeisen. Außerdem wird, wie in den anderen Szenarien, der Ausbau von Wärmepumpen angenommen. Beide Faktoren bedeuten einen Ausbaubedarf für das Verteilnetz.

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

Die heimische Stromerzeugung spielt im Szenario PtX-Import eine größere Rolle gegenüber dem CCS-Szenario, so dass hier von einem höherem Ausbaubedarf im Verteilnetz auszugehen ist.

3.1.3 Grenzkuppelstellen



**Wuppertal
Institut**

Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Strom ist ein Energieträger, dessen Leistung sich als Produkt aus Strom und Spannung berechnet. Mit höherer Spannung gehen niedrigere Verluste einher, weshalb der Transport von Strom bei hohen Spannungen, Verteilung und Nutzung bei niedrigeren Spannungen stattfindet.

Als Grenzkuppelstellen werden die über die Bundesgrenzen hinausgehenden Leitungen des Höchstspannungs- bzw. Transportnetzes bezeichnet. Sie sind üblicherweise als Wechselstromleitungen mit 220 kV oder 380 kV ausgeführt, nach Skandinavien gibt es darüber hinaus HGÜ-Anbindungen. Der Begriff Grenzkuppelstellen bezieht sich allerdings häufig nicht auf die einzelnen Leitungen, sondern auf die Gesamt-Übertragungskapazität aller Leitungen einer Landesgrenze, die mittels der Net Transfer Capacity (NTC) charakterisiert wird. Bei der Betrachtung von Energiemengen über Grenzkuppelstellen müssen die gehandelten und die physikalischen Strommengen, die aus technischen Gründen davon abweichen können, unterschieden werden.

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Nordrhein-Westfalen ist über Grenzkuppelstellen bislang ausschließlich mit den Niederlanden verbunden, darüber hinaus ist eine HGÜ-Leitung nach Belgien in Planung. Der Energieaustausch ist im Wesentlichen unidirektional, NRW exportiert zur Zeit ca. 16 TWh Elektrizität pro Jahr in die Niederlande (<10 % des jährlichen Strombedarfs NRWs), Importe sind sehr geringfügig. Daher spielen die Grenzkuppelstellen bisher keine Rolle zur Sicherstellung der Versorgung NRWs mit Elektrizität. Technisch sind bidirektionale Leistungsflüsse allerdings möglich.

Mengengerüst

Mittlere verfügbare Übertragungskapazität (NTC) in MW, Stand 2015	Export von D nach (...)	Import von (...) nach D
Niederlande	2027	2124
Frankreich	2356	1800
Luxemburg*		
Schweiz	1373	4000
Österreich **	2200	2000
Tschechien	431	1233
Polen	431	1233
Schweden	159	275
Dänemark	1432	778

Quelle: (vgl. BNetzA 2016)

* Es sind Grenzkuppelstellen vorhanden, aber keine NTC Werte veröffentlicht

** Abweichende Quelle: (vgl. Entsoe 2018)

Stand 2015	Export von D nach (...)		Import von (...) nach D	
in TWh	gehandelte Energiemenge	physikalische Lastflüsse	gehandelte Energiemenge	physikalische Lastflüsse
Niederlande	16,3	24	0,1	0,3
Frankreich	11,4	1,4	2,1	12,1
Luxemburg				
Schweiz	7,3	16,1	2,5	3
Österreich	28,9	17,8	0,2	3,5
Tschechien	1,2	6,3	4,8	6,1
Polen	0,4	10,7	0,1	0,02
Schweden	0,2	0,2	1,9	1,9
Dänemark	2,5	2,9	5,1	5,2
Summe	68,2	79,4	16,8	32,12

Die exportierten Energiemengen schwanken saisonal, im Winter finden höher Exporte von Deutschland in die Nachbarländer statt als im Sommer. Die Importe verhalten sich annähernd umgekehrt und sind tendenziell im Sommer höher (vgl. BDEW 2018).

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Die Grenzkuppelstellen sind die Anbindung an angrenzende Staaten, deswegen hier keine weiteren Erläuterungen.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Folgende neue Grenzkuppelleitungen sind geplant / im Bau:

Nordlink-HGÜ Seekabel, soll 2019 in Betrieb gehen (Norwegen-Deutschland, im Bau)

NorGer HGÜ Seekabel, ab ca. 2020 (Norwegen-Deutschland, in Planung)

ALEGrO HGÜ Erdkabel, ab 2019 (Deutschland-Belgien, in Planung)

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Die starke Elektrifizierung und damit einhergehende Steigerung der Strombedarfe führt zu einem Netzausbaubedarf auf allen Ebenen, inklusive eines Pan-Europäischen-HGÜ-Systems.

Rolle der Infrastruktur im Szenario CCS 2050

Im Szenario werden keine Aussagen zur Nutzung und zum Ausbaubedarf der Grenzkuppelstellen getroffen. Es ist davon auszugehen, dass eine (nahezu) vollständig regenerative Stromversorgung einen Ausbau des Europäischen Netzverbundes erfordert.

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

Im Szenario werden keine Aussagen zur Nutzung und zum Ausbaubedarf der Grenzkuppelstellen getroffen. Es ist davon auszugehen, dass eine (nahezu) vollständig regenerative Stromversorgung einen Ausbau des Europäischen Netzverbundes erfordert.

3.2 Gasförmige Energieträger

3.2.1 Erdgas: Transport- und Ortsnetz



Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Erdgas ist ein gasförmiger, fossiler Energieträger, der überwiegend aus Methan besteht. Es wird in NRW zu gleichen Teilen in der Industrie sowie zur Wärmeerzeugung in privaten Haushalten, zu einem nur geringen Anteil für die Stromerzeugung eingesetzt.

Aufbereitetes Biomethan ist Gas biogenen Ursprungs, das die gleiche Beschaffenheit wie Erdgas aufweist. Es kann daher als Austausch-Gas in beliebigen Mengen im bestehenden Erdgasnetz transportiert werden.

Der Erdgastransport erfolgt ausschließlich in Pipelines. Das Pipeline-Netz gliedert sich in Transportnetze (Hochdruck, 80 bar), regionale (Mitteldruck, ca. 16 bar) sowie Orts-Verteilnetze (Niederdruck ca. 20 mbar) und ist in Deutschland nahezu flächendeckend verfügbar (vgl. Görner und Lindenberg 2015). Es werden zwei Marktgebiete, auch anhand der Gasqualität L- (lower caloric value; aus inländischer und niederländischer Förderung) und H- (high caloric value; Importe)-Gas, unterschieden.

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Das Orts- und Verteilnetz von NRW stellt 21 % des gesamtdeutschen Ortsnetzes. NRW verfügt damit im Vergleich zu anderen Bundesländern über ein sehr weit ausgebautes Niederdrucknetz, das eng mit dem hohen Anteil an Privatkunden korreliert (vgl. Görner und Lindenberg 2015).

In der Gaswirtschaft insgesamt (Transportnetz) wird bundesweit und auch in NRW der größte Anteil des verbrauchten Erdgases für die Wärmeversorgung privater Haushalte genutzt (BRD 40 %; NRW 44 %). Den nächstgrößeren Block stellt die Industrie (Rohstoffe & Prozesswärme; BRD 39 %; NRW 36 %) (vgl. Energiestatistik NRW). Betrachtet man nur das Orts- und Verteilnetz, nimmt der Anteil der Industrie ab (BRD 25 %; NRW 24 %) und die privaten Haushalte bilden den dominantesten Block (vgl. BDEW 2013).

Mengengerüst

	NRW	BRD	Bezugsjahr	Quelle
Gasverbrauch [TWh/a]				
Gaswirtschaft gesamt	197	823	2011	(vgl. BDEW 2013)
Orts- und Regionalwirtsch.	134	580	2011	(vgl. BDEW 2013)
Netzlängen [km]				
Transportnetz	ca. 12.400	ca. 59.500	2011	(vgl. BDEW 2013)
Ortsnetz	ca. 89.800	ca. 428.800	2011	(vgl. BDEW 2013)

Zentrale Akteure in NRW

Von bundesweit 733 Gasnetzbetreibern) sind in NRW 135 tätig, davon rund die Hälfte Stadtwerke (vgl. BNetzA 2018). Damit verfügt NRW bundesweit über die größte Anzahl an Gasnetzbetreibern, was auf die hohe Bevölkerungs- sowie Industriedichte und den damit einhergehenden hohen Bedarf an Erdgas zurück geführt wird.

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Aufgrund der geografischen Lage von NRW in Europa und einem stark vernetzten europäischen Gasnetz ist das NRW-Transportnetz gut angebunden. Pipelines zum Im- und Export verbinden NRW mit den Niederlanden, Frankreich, Norwegen, etc. sowie den angrenzenden Bundesländern (vgl. The European Natural Gas Network 2015).

Weder das Transport-, noch das Orts- und Verteilnetz sind nach Bundesländern, sondern nach Marktgebieten organisiert, wobei NRW zu beiden Marktgebieten (GASPOOL in Nord- und Ostdeutschland, sowie NetConnect Germany (NCG) in West- und Süddeutschland) gehört.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Immer noch aktuell und noch nicht abgeschlossen ist die Umstellung von L- auf H-Gas, die seit dem Jahr 2015 läuft. Aufgrund der absehbaren geringen Erdgaslieferungen aus den Niederlanden und deren Ersatz durch Erdgaslieferungen aus Norwegen, Rußland und Großbritannien muss das Erdgasnetz und die angeschlossenen Nutzer auf die veränderte Gasbeschaffenheit angepasst werden. Das betrifft vor Allem den Norden und den Westen der Bundesrepublik. Bis 2029 soll der Großteil des Erdgasnetzes umgestellt sein, davon sind schätzungsweise 4,3 Mio. Kundinnen und Kunden, Gewerbetreibende und Industrieunternehmen betroffen. Wesentliche Instrumente dafür sind der jährliche Netzentwicklungsplan Gas (NEP Gas (vgl. FNB Gas 2016)) sowie der Umsetzungsbericht (vgl. FNB Gas 2018) der FNB (FNB) mit einem detaillierten „Fahrplan“ sowie einer Ankündigung der zeitlichen Umstellung für die Marktgebiete.

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Im Szenario „Strom“ spielen gasförmige Energieträger höchstens eine sehr untergeordnete Rolle. Das gilt sowohl für (fossiles) Erdgas als auch für Biomethan. Es wird kein Erdgas, aber noch eine vergleichsweise kleine Menge an Biomethan (unter 3 Milliarden m³) importiert.

Rolle der Infrastruktur im Szenario CCS 2050

Im CCS Szenario nimmt die Bedeutung von Erdgas im Vergleich zur Ausgangslage stark ab, und zwar auf nur

noch rund ein Zehntel der Menge in der Industrie und zur Energieerzeugung.

Es wird eine größere Menge an Biomasse eingesetzt, die vor allem zur Stromerzeugung genutzt werden soll und wahrscheinlich als feste Biomasse transportiert wird. Ein Teil des derzeit genutzten Erdgases soll aber auch durch Biomethan ersetzt und mit CCS zu BECCS kombiniert werden.

Allerdings wird auch ein Anteil an Biomethan im Verkehr zusätzlich zu flüssigen biogenen und synthetischen Kraftstoffen eingesetzt. Dieses sowohl als auch das industriell genutzte Biomethan wird im bestehenden Erdgasnetz transportiert. In der Mengenbilanz „Biomasse“ kann nicht zwischen Biomethan und anderen Biomasse-Formen unterschieden werden.

Die Summe aus verbleibendem Erdgas und Biomethan ist in den Szenarien CCS und PtX annähernd gleich der Menge an derzeit genutztem Erdgas, so dass **die Auslastung der Gasnetz-Infrastruktur in etwa dieselbe bleibt.**

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

Im PtX Szenario wird fossiles Erdgas kaum noch eingesetzt, auch wenn der Dampfbedarf der Industrie über Gas gedeckt wird. Dabei handelt es sich aber um aufbereitetes Biomethan, das zum Teil aus Osteuropa über bestehende Pipeline-Infrastruktur transportiert wird.

Als vorherrschender Kraftstoff wird (flüssiges) Methanol eingesetzt, so dass im Verkehrssektor kein Bedarf an Biomethan besteht und damit auch die Infrastruktur nicht benötigt wird.

Die Summe aus verbleibendem Erdgas und Biomethan ist in den Szenarien CCS und PtX annähernd gleich der Menge an derzeit genutztem Erdgas, so dass **die Auslastung der Gasnetz-Infrastruktur in etwa dieselbe bleibt.**

3.2.2 Erdgas: Speicher



**Wuppertal
Institut**

Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Grundsätzlich unterscheidet man zwischen kleinen oberirdischen und großen unterirdischen Speichern. Die erstgenannten Speicher dienen vor allem lokal zum Bedarfsausgleich im Tagesbereich, während die größeren Speicher genutzt werden können, um den Verbrauch von der geförderten bzw. importierten Menge zu entkoppeln (tages- und jahreszeitlicher Ausgleich). Aufgrund dieser Entkopplung sowie ihres Beitrags zur Versorgungssicherheit (Vorhalten einer „strategischen Reserve“ an Erdgas) wird diesen Speichern strategische Bedeutung beigemessen.

Man unterscheidet zwischen Poren- und Kavernenspeichern, wobei in NRW aus geologischen Gründen nur Kavernenspeicher in Betrieb sind. Der weltweit größte Kavernenspeicher (Stand 2016) ist Epe in NRW (vgl. LBEG 2016).

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

In NRW gibt es zwei Standorte für Erdgas-Kavernenspeicher, nämlich Epe mit insgesamt 74 Einzelspeichern sowie Xanten mit insgesamt 8 Einzelspeichern.

Aufgrund ihrer geologischen Randbedingungen werden Kavernenspeicher für hohe Gasmengen, die sich schnell ein- und ausspeichern lassen, für den Ausgleich hoher Bedarfsschwankungen genutzt. Porenspeicher im Unterschied eignen sich eher für saisonalen Ausgleich, sind aber in NRW nicht in Betrieb.

Mengengerüst

	Arbeitsgas* [Mrd. Nm ³]	Anzahl Einzel- Spei- cher*	<u>theoretische</u> Verfügbarkeit [d]
Porenspeicher bundesweit	9,8	k. A.	58
Kavernenspeicher bundesweit	18,5	342	30
Kavernenspeicher NRW	3,8	85	k. A.

* jeweils inklusive Planung & Bau

Zentrale Akteure in NRW

Die Speicherung von Erdgas liegt in den Händen von Speicherbetreibern, die häufig Teil einer Unternehmensgruppe von Energie- und / oder Gasversorgungsunternehmen sind. Beispiele dafür sind z. B. Uniper Energy Storage, Enovos Storage, innogy Gas Storage, Trianel Gasspeicher etc..

Bundesweit sind rund 90 % der Erdgasspeicher-Betreiber in der „Initiative Erdgasspeicher INES e. V.“ organisiert (vgl. INES 2018). Von den insgesamt 25 deutschen Speicherbetreibern sind am großen Standort Epe sechs Akteure aktiv; darunter Uniper, Trianel und RWE. Ein weiterer Standpunkt in NRW ist Xanten; dieser Speicher wird von RWE betrieben (vgl. LBEG 2016).

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Erdgaspeicher, vor allem in der Größenordnung von Untertage- Kavernen-Speicher sind überwiegend in der Nähe von Kuppelstellen und Grenzübergangs-Punkten angesiedelt, um Importe aufzunehmen. Epe befindet sich etwa im Kreis Gronau in Westfalen, nahe der niederländischen Grenze. (vgl. The European Natural Gas Network 2015)

Wesentlich für die Lage eines Untertage-Speichers sind aber vor allem die geologischen Standortbedingungen, die nicht beeinflusst werden können.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Mit zunehmender Bedeutung von Erdgas für Industrie und Energieversorgung hat auch die Anzahl als auch die Kapazität von Lagerstätten kontinuierlich bis 2015 zugenommen. Ob der leichte Rückgang von 2015 auf 2016 eine Trendwende einleitet, bleibt abzuwarten (vgl. LBEG 2016).

Erdgasspeicher werden von Seiten der Betreiber und ihren Unternehmensgruppen der GVV als „wesentliche[s] Flexibilitätsinstrument des Gasmarkts (...) und damit zentrale Voraussetzung für einen liquiden Handelsplatz (vgl. INES 2016)“ gesehen. Sie stehen damit im Zusammenhang mit der bereits erfolgten und noch weiter betriebenen Zusammenlegung der Gasmarktgebiete, vor allem aus ökonomischer Sicht. Eine mögliche Kooperation insbesondere mit den Niederlanden ist im Gespräch. Im gleichen Kontext steht die bundesweite Umstellung von L- auf H-Gas.

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Im Szenario „Strom“ spielen gasförmige Energieträger höchstens eine sehr untergeordnete Rolle. Das gilt sowohl für (fossiles) Erdgas als auch für Biomethan, das zum Teil importiert wird.

Da Biomethan (zum Teil) ein landwirtschaftliches und damit saisonales Produkt ist, wird die Speicherung nicht irrelevant und können die bestehenden Erdgas-Speicher weiterhin zur Verfügung stehen.

Rolle der Infrastruktur im Szenario CCS 2050

Die Summe aus verbleibendem Erdgas und Biomethan ist in den Szenarien CCS und PtX annähernd gleich der Menge an derzeit genutztem Erdgas, so dass die **Auslastung der Gasnetz-Infrastruktur in etwa dieselbe bleibt**.

Da Biomethan (zum Teil) ein landwirtschaftliches und damit saisonales Produkt ist, wird die Speicherung nicht irrelevant und können die bestehenden Erdgas-Speicher weiterhin zur Verfügung stehen.

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

Die Summe aus verbleibendem Erdgas und Biomethan ist in den Szenarien CCS und PtX annähernd gleich der Menge an derzeit genutztem Erdgas, so dass die **Auslastung der Gasnetz-Infrastruktur in etwa dieselbe bleibt**.

Da Biomethan (zum Teil) ein landwirtschaftliches und damit saisonales Produkt ist, wird die Speicherung nicht irrelevant und können die bestehenden Erdgas-Speicher weiterhin zur Verfügung stehen.

3.2.3 Wasserstoff: Transportnetz**Wuppertal
Institut****Definition und Beschreibung der Infrastruktur**

Wasserstoff (H_2) kann sowohl als vielfältig einsetzbarer chemischer Grundstoff als auch als Energieträger genutzt werden. Weder seine Elektrizität erzeugende Umwandlung in Brennstoffzellen oder Verbrennung zu Wasser (H_2O), noch sein Entweichen in Reinform stellt ein Risiko hinsichtlich Giftigkeit oder Klimaschädlichkeit dar. Allerdings bildet Wasserstoff mit dem Sauerstoff der Luft hochexplosives Gemisch (Knallgas), weshalb besondere Anforderungen an Transport und Lagerung zu stellen sind.

Es sind bis 2 % H_2 ohne regulatorische Änderungen ins Erdgasnetz einspeisbar (vgl. DIN 51624:2008-02 2008; vgl. BMJV 2000), 10 % sind auf den meisten Abschnitten prinzipiell technisch möglich (Müller-Syring und Henel 2014). Die Anpassungskosten werden auf 3,73 Mrd. € geschätzt (vgl. FNB 2012). Bei 5% Beimischung ist die Einspeisung von 12,8–17,8 TWh/a möglich (vgl. Görner und Lindenberg 2015).

Der Energietransport über ein Gasnetzwerk erfolgt mit wesentlich weniger Verlusten (<0,1 %) als bei einem Stromnetzwerk (8 %) (vgl. ECSPP 2018), wobei die Investitionskosten von ca. 650 €/m 30 cm- H_2 -Pipeline (Linde schreibt von 300-500 €/m) relevant sind; Im Allgemeinen sind Pipelines für kleine Distanzen wirtschaftlicher als LKWs, sowie in Kombination mit großen Bedarfen (> 50 t H_2 /Tag) auch bei großen Distanzen (>200 km).(5–7)

H_2 wird derzeit bei 20-100 bar Druck in Pipelines mit einer Transportkapazität von 10.000-100.000 Nm³/h (Norm-Kubikmeter pro Stunde) transportiert. Die Kapazität einer solchen Pipeline ist recht gering im Vergleich mit dem Kapitalbedarf.

Derzeit sind lediglich einige zentrale Chemiestandorte mit einer Wasserstoffleitung im Ruhrgebiet miteinander verbunden.

Weitere Wasserstoffleitungen bestehen u. a. in den Niederlanden, Belgien und Nordost-Frankreich, wodurch Dunkirchen, Waiziers, Feluy, Cherleroi, Antwerpen und Rotterdam verbunden sind.(vgl. ECSPP 2018)

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Derzeit ist eine Wasserstoffinfrastruktur in NRW nur geringfügig vorhanden, ein überregionales Netz inkl. größerer Speicher existiert nicht.(vgl. Ausfelder et al. 2015) Sowohl in NRW als auch in mehreren anderen innerdeutschen und europäischen Regionen bestehen H_2 -Leitungen, die ausgewählte Chemieparks miteinander verbinden. (vgl. ECSPP 2018) Der Großteil des aktuell aus Erdgas gewonnenen H_2 wird allerdings innerhalb eines Chemieparks transportiert und ohne große Speicherkapazitäten direkt weiter verwendet.

Bei einer weitgehenden Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie (v. a. bei Chemie und Stahl) werden große Mengen H_2 zur stofflichen Nutzung benötigt. Darüber hinaus bietet H_2 die Möglichkeit, Energie für Stunden bis Monate zwischen zu speichern und damit die Volatilität der Erneuerbaren Energieerzeugung (EE) abzupuffern.

Bei erhöhten Anforderungen an die Entschwefelung von Erdöldestillaten (z. B. für Schiffs-treibstoffe) ist mehr H_2 im Raffinerieprozess vonnöten. Ebenso ist bedeutet ein stärkerer Shift zu kurzketigen Kohlenwasserstoff-Produkten mit höherem H-Anteil einen erhöhten Bedarf in Hydrocrackern. Teilweise wird dieser über einen Feedstockwechsel hin zu Erd- bzw. Schiefergasfraktionen (Methan und Ethan) ausgeglichen, die von sich aus einen höheren H-Anteil aufweisen.

Da die Raffinerien in NRW zumindest bei BAU-Bedingungen (ohne angenommenen starken Strukturwandel) durch ihre starke Integration zur Versorgung der weitergehenden Wertschöpfungsketten kontinuierlich benötigt werden („must run“), besteht ein erhöhter

<p>Anspruch an die Sicherstellung deren Versorgung. Entsprechend ist eine gute Einbindung in ein weitreichendes Versorgungsnetz vonnöten. Ähnliches gilt auch, sofern sich eine Stahlerzeugung mittels Wasserstoffdirektreduktion von Eisenerz (H-DRI) als marktfähige Technologie etablieren sollte (vgl. Kobiela und Vallentin 2016; vgl. Fishedick et al. 2014).</p>
<p style="text-align: center;">Mengengerüst</p>
<p>AirLiquide betreibt 240 km Pipelines mit ca. 20 bar Druck im Rhein-Ruhr-Gebiet zur Verbindung von 14 Produktionsstandorten zwischen Dortmund, Bochum und Marl im Norden bis nach Leverkusen im Süden, mit Ablegern nach Oberhausen, Duisburg, Krefeld und Düsseldorf, (vgl. Kobiela und Vallentin 2016) sowie ca. 200 km Pipeline in Benelux, z. T. bis 100 bar; Linde betreibt 135 km mit 20-50 bar in Mittel/Ostdeutschland 12 von Dessau über Bitterfeld und Leuna nach Böhlen und Zeitz. Bei 5 % Beimischung ist eine Miteinspeisung ins deutsche Erdgasnetz von 12,8-17,8 TWh/a möglich, in NRW sind dies 3-5 TWh/a. (vgl. Görner und Lindenberg 2015)</p> <p>Sofern H₂-Pipelines zum Energietransport eingesetzt werden sollen, könnte eine Leitung mit 1 m Durchmesser und 100 bar Druck eine Transportleistung von knapp 12 GW (3,3 MWh/s) gewährleisten (vgl. Krieg 2012), was dem ca. 6-fachen eines HGÜ-Kabels (2 GW) entspricht.</p>
<p style="text-align: center;">Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten</p>
<p>Bislang wird H₂ lediglich regional produziert und verwendet; eine (vernetzte) Speicherinfrastruktur besteht nicht. Diese könnte in Teilen durch eine Umwidmung von Erdgas-Infrastruktur aufgebaut werden, wobei die Eignung im Einzelfall zu prüfen ist.</p>
<p style="text-align: center;">Absehbare mittelfristige Entwicklungen</p>
<p>Mittelfristig steigt der Bedarf durch höhere Anforderungen an die Kraftstoff-Entschwefelung und durch die Notwendigkeit von EE-Speichern (in Abhängigkeit vom tatsächlichen EE-Ausbau) an, zudem hängt ein weiterer möglicher Anstieg vom Erfolg von H₂-Brennstoffzellen als Fahrzeugantrieb ab; viele der für eine verstärkte Wasserstoffnutzung zum Einsatz kommenden, sogenannten Low Carbon Breakthrough Technologies (LCBTT) besitzen noch geringe technologische Reife und dürften erst im Laufe der nächsten 20-40 Jahre verstärkt zum Einsatz kommen (vgl. Ausfelder et al. 2015; vgl. FCH Europa 2011).</p>
<p style="text-align: center;">Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „Strom 2050“</p>
<p>Der H₂-Bedarf der Industrie wird in diesem Szenario primär über Verbrauchsstandort-nahe Elektrolyseure an der Rheinschiene von Duisburg bis Wesseling und im nördlichen Ruhrgebiet gedeckt. Somit ist kein ausgedehntes H₂-Netz vonnöten, allerdings Verteilerpipelines von ähnlicher Transportleistung wie die an anderen Orten schon bestehenden (etwa 0,3 Mrd. Nm³ pro Jahr, 100 MW, bei 10 cm/97 bar, bzw. 20 cm/22 bar), sowie eine auf hohe Transportleistungen (in der Größe zumindest einer 100 bar / 1 m-Pipeline mit rund 11 GW) ausgelegte Anbindung großer, auch zur saisonalen Bevorratung geeigneter Speicherkapazitäten. Die Länge dieser Pipelines ist von den gewählten Speicherstandorten abhängig; eine Verbindung vom nördlichen Ruhrgebiet bis Köln würde ca. 200 km Hochkapazitäts-Pipeline erforderlich machen.</p>
<p style="text-align: center;">Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „ICCS 2050“</p>
<p>In diesem Szenario spielen H₂ bzw. EE-Strom eine untergeordnete Rolle, da weiterhin fossile oder biogene Feedstocks genutzt werden. Die bestehenden Erzeugungs- und Transportkapazitäten werden für den internen Bedarf von Chemieparken moderat ausgebaut.</p>
<p style="text-align: center;">Rolle d. Infrastruktur im Landscaping-Szenario „PtX-Import 2050“</p>
<p>Der Gesamtbedarf an Wasserstoff für die Industrie beläuft sich im Szenario auf ca. 140 TWh (jährliche mittlere Leistung: ca. 16 GW). Während sich die chemische Industrie hier mittels Elektrolyseuren selbst mit H₂ versorgen kann, benötigt die Stahlindustrie (in Duisburg) jährlich 32 Mrd. Nm³ (nach unterem Heizwert: ca. 11 GW) extern bereitgestellten bzw. importierten Wasserstoff, was in etwa der Förderleistung einer 100 bar-Pipeline mit</p>

1 m Durchmesser entspricht. Dieser kann entweder über die Nordseehäfen Hamburg und Rotterdam oder vom Mittelmeer (Südfrankreich bzw. Italien) angeliefert werden. Im ersten Fall ist ein Ausbau von H₂-Leitungen entlang der bestehenden nördlichen Erdölpipelines (RRP von Rotterdam, NWO von Wilhelmshaven) ins Ruhrgebiet vonnöten, im letzteren Fall müsste entlang der bislang Süddeutschland versorgenden Erdölinfrastruktur (die vom Mittelmeer kommende TAL-Pipeline) eine entsprechende H₂-Pipeline errichtet werden. Zum Bedarfsausgleich zwischen den Chemieparks und zu Betrieben mit geringerem Bedarf, aber ohne Elektrolyseure, wären weitere H₂-Pipelines vonnöten, die dann eher ähnliche Auslegungen wie die schon bestehenden Pipelines haben (etwa 0,3 Mrd. Nm³ pro Jahr, 100 MW, bei 10 cm/97 bar, bzw. 20 cm/22 bar) und Distanzen von zumeist weniger als 100 km überbrücken müssen.

Da im Erdgasnetz Kapazitäten frei werden (von heute ca. 39 Mrd. Nm³ importiertem Erdgas, wovon derzeit ca. 20 Mrd Nm³ weitergeleitet werden, auf 16 Mrd Nm³ Bio-Methan zur direkten Nutzung vor Ort), besteht die Möglichkeit, einen (geringen) Teil der Erdgasinfrastruktur für H₂ umzuwidmen.

3.2.4 Wasserstoff: Speicher



**Wuppertal
Institut**

Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Wasserstoff (H_2) kann sowohl als vielfältig einsetzbarer chemischer Grundstoff als auch als Energieträger genutzt werden. Weder seine Elektrizität erzeugende Umwandlung in Brennstoffzellen oder Verbrennung zu Wasser (H_2O) noch sein Entweichen in Reinform stellt ein Risiko hinsichtlich Giftigkeit oder Klimaschädlichkeit dar. Allerdings bildet Wasserstoff mit dem Sauerstoff der Luft hochexplosives Gemisch (Knallgas), weshalb besondere Anforderungen an Transport und Lagerung zu stellen sind.

Es sind bis 2 % H_2 ohne regulatorische Änderungen ins Erdgasnetz einspeisbar, (vgl. DIN 51624:2008-02 2008; vgl. BMJV 2000) 10 % sind auf den meisten Abschnitten prinzipiell technisch möglich (vgl. Müller-Syring und Henel 2014). Die Anpassungskosten werden auf 3,73 Mrd. € geschätzt (vgl. FNB 2012). Bei 5 % Beimischung ist die Einspeisung von 12,8–17,8 TWh/a möglich (vgl. Görner und Lindenberg 2015).

Es besteht die Möglichkeit, größere Mengen H_2 (38 TWh) in Kavernenspeichern bei 13,5 MPa (ca. 135 bar) Druck in Salzformationen zu speichern (v. a. in Nord-D möglich) (vgl. Ausfelder et al. 2015). Erfahrungen gibt es in den USA und GB (vgl. Forsberg 2006), wo Speicher in Größen von 25-92 GWh genutzt werden (vgl. Landinger 2010) Alternativ sind diese auch für Erdöl/Erdgas nutzbar.

Bergwerkstollen sind nur mit großem Umbauaufwand nutzbar.

Geringe Mengen können in Kugelspeichern als (betriebliche) Kleinspeicher oberirdisch gelagert werden (vgl. Müller-Syring et al. 2013)

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Derzeit ist eine Wasserstoffinfrastruktur in NRW nur geringfügig vorhanden, größere Speicher existieren nicht (vgl. Forsberg 2006) Die Firma AirLiquide betreibt 240 km H_2 -Pipelines im Rhein-Ruhr-Gebiet und nochmals über 200 km in den Benelux-Statten; Linde betreibt 135 km in Mittel-/Ostdeutschland (vgl. ECSPP 2018) Diese dienen primär der Vernetzung und Versorgung von Chemieparks. Der Großteil des aktuell aus Erdgas gewonnenen H_2 wird allerdings innerhalb eines Chemieparks transportiert und ohne große Speicherkapazitäten direkt weiter verwendet.

Bei einer weitgehenden Dekarbonisierung der Grundstoffindustrie (v. a. bei Chemie und Stahl) werden große Mengen H_2 zur stofflichen Nutzung benötigt. Darüber hinaus bietet H_2 die Möglichkeit, Energie für Stunden bis Monate zwischenzuspeichern und damit die Volatilität der Erneuerbaren Energieerzeugung (EE) abzuf puffern.

Mengengerüst

Derzeit sind in Deutschland an 30 Standorten insgesamt 244 Kavernenspeicher mit einem Arbeitsvolumen von 13 220 Mio. m^3 und einer Plateau-Entnahmerate von 463,6 Millionen m^3 in Betrieb. Diese werden derzeit für die Speicherung von Erdgas genutzt, kommerziell betrieben und gegenwärtig stark ausgebaut. So befinden sich an 15 Standorten insgesamt 111 Kavernen mit einem Arbeitsgasvolumen von 6077 Mio. m^3 in Planung oder im Bau. Solche Kavernenspeicher sind für eine Einspeisung von Erdgas mit hohen Wasserstoffanteilen, synthetischem Methan oder Wasserstoff geeignet (vgl. Ausfelder et al. 2015; LBEG 2013). Porenspeicher dagegen sind wegen der zu großen Verluste für H_2 ungeeignet (vgl. Müller-Syring und Henel 2014; vgl. Müller-Syring et al. 2013)

Deutschland speichert derzeit 50 % Erdgas in Kavernen- und 50 % in Porenspeichern, (vgl. LBEG 2013)⁵ mit einer großen Anzahl von Kavernenspeicher im nördlichen Ruhrgebiet, (vgl. LBEG 2013; vgl. JuSER 2013) von welchen letztere prinzipiell zur H_2 -Speicherung geeignet sind.

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Bislang wird H₂ lediglich regional produziert und verwendet; eine (vernetzte) Speicherinfrastruktur besteht nicht. Diese könnte in Teilen durch eine Umwidmung von Erdgas-Infrastruktur aufgebaut werden.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

In den kommenden ca. 5 Jahren ist keine starke Veränderung zu erwarten. Langfristig steigt der Bedarf an H₂-Speichern stark an, dies hängt v. a. vom EE-Ausbau und von der technischen Reife und wirtschaftlichen Attraktivität energieeffizienter Elektrolysepfade ab (vgl. FCH Europa 2011). So lange die maximale EE-H₂-Produktionsleistung noch unter dem industriellen H₂-Bedarf liegt, wird dieser lediglich zur zeitweisen Substitution von aus Erdgas gewonnenem H₂ dienen und es besteht keine Speichernotwendigkeit.

Investitionen in Wasserstofftechnologien und Infrastruktur belaufen sich in der EU auf ca. 18 Mrd. € in 2014-2020. Hierbei sind sowohl öffentliche als auch private Investitionen in Forschung, Entwicklung und Markteinführung berücksichtigt. Auf europäischer Ebene ist in diesem Zusammenhang u. a. das Fuel Cells and Hydrogen Joint Undertaking (FCH JU) zu nennen, welches mit Mitteln zu gleichen Teilen von der Europäischen Kommission und aus der Privatwirtschaft Projekte fördert und Regulierung, Codes und Standards entwickelt und vereinheitlicht. (vgl. FCH Europa 2011)

(Die geförderten Themen behandeln Wasserstofffahrzeuge und Tankstellen, nachhaltige Wasserstoffherzeugung, stationäre Brennstoffzellen zur Wärme- und Stromerzeugung, Brennstoffzellen für frühe Märkte.)

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „Strom 2050“

Der H₂-Bedarf der Industrie wird in diesem Szenario primär über Verbrauchsstandort-nahe Elektrolyseure an der Rheinschiene von Duisburg bis Wesseling und im nördlichen Ruhrgebiet gedeckt. Um die (tägliche und saisonale) EE-Volatilität abzupuffern, ist die Einbindung großer, auch zur saisonalen Bevorratung geeigneter Speicherkapazitäten (Größenordnung: 100 TWh) mit hohen Entnahmeleistungskapazitäten (10-20 GW) vonnöten. Diese wären zwar idealerweise in den bestehenden Strukturen im nördlichen Ruhrgebiet unterzubringen, allerdings sind die dortigen Kapazitäten in Salzkavernen nicht ausreichend.

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „ICCS 2050“

In diesem Szenario spielen H₂ bzw. EE-Strom eine untergeordnete Rolle, da weiterhin fossile oder biogene Feedstocks genutzt werden. Die bestehenden Erzeugungs- und Transportkapazitäten werden für den internen Bedarf von Chemieparken moderat ausgebaut.

Rolle d. Infrastruktur im Landscaping-Szenario „PtX-Import 2050“

Da in diesem Szenario der H₂-Bedarf wesentlich höher ist als die inländische Produktion, ist keine großskalige Speicherung notwendig. Die Importmenge via Pipelines kann der inländisch durch fluktuierend EE-betriebene Elektrolyseure bereitgestellten Menge angepasst werden, sofern hinreichend große Pipeline-Transportleistungen aufgebaut wurden um den Peak-Bedarf zu decken. Kurzzeitig abrufbare Speicherkapazitäten mit einer Bevorratung für mindestens eine Woche (d. h. mind. rund 600 Mio. Nm³ bzw. knapp 2 TWh) dürften zur Versorgungssicherheit wünschenswert sein.

3.2.5 CO₂-Transportnetz**Wuppertal
Institut****Definition und Beschreibung der Infrastruktur**

Kohlenstoffdioxid (CO₂) tritt als Produktgas v. a. durch Verbrennung als derzeitiges Abfallprodukt auf. Daneben kann es ebenfalls als Rohstoff für diverse chemische Prozesse genutzt werden.

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Derzeit wird CO₂ nicht in relevanter Menge abgeschieden und aufgefangen, sondern direkt in die Atmosphäre emittiert. Eine CO₂-Infrastruktur nennenswerter Größe hinsichtlich der anfallenden Emissionen existiert entsprechend nicht.

Mengengerüst

	NRW	Bezugsjahr	BRD	Bezugsjahr
CO₂-Äq-Emissionen [Mt/a]				
Industrie gesamt	80 *	2012	180 **	2014
Energiewirtschaft	150 *	2012	360 **	2014
Gesellschaft gesamt	300 *	2012	900 **	2014

* (vgl. MKULNV 2015) ** (vgl. BMUB 2016)

Da es sich hier um CO₂-Äquivalent-Angaben handelt, sind hierin auch Nicht- CO₂-Treibhausgase mitberücksichtigt. Die realen CO₂-Mengen liegen im Bereich von ca. 10 % darunter; die Mengenverhältnisse werden jedoch sichtbar.

Zentrale Akteure in NRW

Primär: Energiewirtschaft (Kohleverfeuerung), sowie Stahlindustrie, chemische Industrie und Zementindustrie.

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Bislang nicht vorhanden.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

In den nächsten 5-10 Jahren ist kein Aufbau absehbar, der über Leitungen innerhalb von Industrieparks hinausgeht.

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Der gesamte jährliche CO₂-Umsatz beträgt ca. 31 Mt. Es werden 18 Mt CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen, hinzu kommen 13 Mt aus Abfall und fossilen Quellen. 19 Mt CO₂ werden in Produkten verarbeitet. Es wird in dem Szenario kein Ausbau eines CO₂-Transportnetzes angenommen.

Rolle der Infrastruktur im Szenario CCS 2050

Im Szenario werden zusätzliche gasführende Pipeline-Infrastrukturen benötigt: Je nach Zeitpunkt der Einführung von CCS in NRW könnten die CO₂-Speicher in diesem Szenario bereits bis 2050 gefüllt sein, so dass die gesamte jährlich zu speichernde CO₂-Menge "exportiert" werden muss, z. B. in die nordholländischen Gasfelder oder norddeutschen Salzsedimente. Der gesamte jährliche CO₂-Umsatz beträgt ca. 121 Mt. Es werden 46 Mt CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen, hinzu kommen 74 Mt aus Abfall und v.a. fossilen Quellen. 19 Mt CO₂ werden in Produkten verarbeitet. Weitere 49 Mt CO₂ werden mittels CCS eingelagert; hierzu sind umfangreiche Leitungs- und Lagersysteme vonnöten.

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

Der gesamte jährliche CO₂-Umsatz beträgt ca. 81 Mt. Es werden 68 Mt CO₂ aus der Atmosphäre aufgenommen, hinzu kommen 13 Mt aus Abfall und fossilen Quellen. 19 Mt CO₂ werden in Produkten verarbeitet. Es wird in dem Szenario kein Ausbau eines CO₂-Transportnetzes angenommen.

3.3 Wärme

3.3.1 Wärme- und Kältenetze



**Wuppertal
Institut**

Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Als „Fernwärme“, „Nahwärme“ oder auch „leitungsgebundene Wärme“ wird der Transport von Wärmeenergie mit Hilfe eines flüssigen oder gasförmigen Wärmeträgermediums durch thermisch isolierte Rohrsysteme („Wärmenetze“) bezeichnet. In der Regel wird Heißwasser oder Dampf, in seltenen Fällen auch Sole als Medien benutzt. Der Transport erfolgt in Form von sensibler (fühlbarer) und / oder latenter Wärme. Als Primärenergiequelle für Fernwärme kommen nahezu alle Energieträger in Frage, sowohl die (heute dominierenden) fossilen Energien Kohle, Erdgas und Öl als auch Biomasse / Biogase, Abfälle, erneuerbare Gase (EE-H₂, EE-Methan), (erneuerbarer) Strom (via Power-to-Heat) und erneuerbare Wärme aus Solarstrahlung, Umgebungs- oder geothermischer Wärme¹¹. Die Wärmenetzstruktur unterscheidet sich nach Länge, Ausdehnung und Verzweigung, Volumenstrom, Temperatur- und Druckniveau sowie Art des Mediums. Heute übliche Fernwärmenetze erstrecken sich über mehrere Kilometer bzw. Quadratkilometer und liegen häufig im Temperaturbereich von 80-130°C im Vorlauf, Dampfnetze noch darüber. Die Netztemperaturen liegen - angepasst an den Bedarf - im Sommer und bei kleinere Netzen („Nahwärme“¹²) deutlich niedriger. Spezialfälle sind „Kalte Nahwärme“ mit Temperaturen unter 20 °C sowie Latentwärmenetze.

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

NRW ist geprägt durch eine hohe Bevölkerungs- und Industriedichte mit Schwerpunkten an Standorten von (fossilen) Großkraftwerken und der energieintensiven Industrie, insbesondere im Ruhrgebiet und Rheinland. Beides sind ökonomisch günstige Voraussetzungen für den Einsatz von Wärmenetzen. Dementsprechend liegen 23 % oder 4.939 km von insgesamt 21.521 km der bundesdeutschen Trassenlänge in NRW. Der Anteil der 107.644 Hausübergabestationen in NRW liegt mit 29 % noch höher.

Fernwärme wird im Bereich der öffentlichen Versorgung zur Bereitstellung von Raumwärme und zur Warmwasserbereitung genutzt, im industriellen und gewerblichen Bereich außerdem zur Bereitstellung von Prozesswärme und Prozessdampf.

Mengengerüst

Bilanzjahr 2016		Wasser		Dampf	
	Einheit	NRW	D	NRW	D
Trassenlänge	km	4.834	20.851	105	670
Anzahl Netze	-	227	1.405	8	46
Anzahl Hausübergabestationen	-	106.250	363.045	1.394	8.420
Anschlussleistung	MW	9.608	47.928	928	3.857
Eingespeiste Wärme	GWh	14.454	75.174	1.716	8.530

¹¹ Ein weiterer wichtiger Wärmelieferant kann die Sekundärenergie „Abwärme“ sein, die wiederum aus zahlreichen Primärenergiequellen entstehen kann.

¹² Die Grenzen zwischen „Nahwärme“ und „Fernwärme“ sind fließend, es gibt keine einheitliche Definition.

gesamt (Wasser + Dampf)		NRW	D
Wärmenetze Trasse gesamt	km	4.939	21.521
Kältenetze Trasse	km	5	63,9
Kältenetze Leistung	MW	12,2	255
Eingespeiste Wärme gesamt	GWh	16.170	83.703
Anteil beheizter Wohnbestand *	%	k.A.	13,70%
Anteil KWK-Wärme	%	81%	84 %
Anteil industrielle Abwärme bezogen auf:			
<ul style="list-style-type: none"> Wärmebezug von anderen Unternehmen 	%	9,50%	9,60%
<ul style="list-style-type: none"> Eigenerzeugung und Wärmebezug 		4,40%	1,80%
Anteil Wärme aus Biomasse und Müll:			
<ul style="list-style-type: none"> KWK-Anlagen 	%	k.A.	fest: 4 % gasförmig: 1 % Müll: 8 %
<ul style="list-style-type: none"> Nicht-KWK-Anlagen 			fest: 1 % gasförmig: 1 % Müll: 7 %
Anteil Netzwärmeverluste	%	14 %	14%

Quelle: (vgl. AGFW 2017) *(vgl. BDEW 2017)

Zentrale Akteure in NRW

Wichtige Akteure sind die Betreiber der großen Fernwärmenetze (Uniper Wärme, RWE Fernwärme, Steag etc.) sowie zahlreiche regional und kommunal tätige Stadtwerke, insbesondere in großstädtischen Ballungsräumen. Der Lobbyverband der Fernwärmeversorger ist die AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.) in Frankfurt. Weitere relevante Verbände sind der VKU, der BDEW und der VIK. Zukünftige Bedeutung hinsichtlich des Ausbaus erneuerbarer Fernwärme kommen z.B. dem Landesverband Erneuerbare Energien NRW e. V. (LEE) zu sowie Geothermie-, Solarenergie- und Biomasseverbänden. Eine zentrale Verantwortung tragen insbesondere die Kommunen. Sie waren und sind in Ländern, die bereits große Erfolge bei der Dekarbonisierung ihrer Wärmenetze zu verzeichnen haben, zentrale Treiber der Entwicklung.

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Derzeit existieren keine grenzüberschreitenden Wärmenetze in Nordrhein-Westfalen.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Fernwärmepotenzialstudien weisen für das Ruhrgebiet perspektivische noch relativ große Ausbaupotenziale aus, sowohl durch Ausbau und Verdichtung (vgl. Eikmeyer et al. 2011; vgl. Görner und Lindenberger 2018) als auch durch einen Lückenschluss zwischen großen Fernwärmenetzen (Projekt FW-Schiene Rhein-Ruhr) (vgl. BET 2013).

Die Ausbaupotenziale für Europa (EU27) wurden in der Heat Roadmap Europe 2050 untersucht (vgl. Connolly et al. 2013). Die Studien zeigen, dass durch einen starken Einsatz (50 %) von Fernwärme die Ziele des Energie-Effizienz-Szenarios aus der Energy Roadmap 2050 der Europäischen Kommission erreicht werden können (vgl. European Commission 2012).

Aktuell werden mit dem nationalen BMWi-Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ (seit Juli 2017) erstmals systematisch zahlreiche Projekte im Bereich der Wärmeinfrastruktur angestoßen, die im weitesten Sinne die zum Erreichen der Klimaschutzziele erforderliche Dekarbonisierung der Wärmenetze vorantreiben (vgl. BAFA 2018). Dazu gehören u.a. Vorhaben zur Erhöhung der Anteile der KWK und der erneuerbaren Wärme (Solar-, Bio-, Umgebungs- Geothermiewärme, PtG und PtH aus erneuerbarem Strom), zur Absenkung der Wärmenetzverluste und der Netztemperaturen (Vorlauf und Rücklauf, bis hin zu LowEx-Konzepten) sowie zur Integration von Kältenetzen / Kälteanwendungen und von großen (Tages- und saisonalen) Wärme- und Kältespeichern. Zunehmende Bedeutung erhält zudem die Einbindung industrieller Abwärme und Wärme aus Müllheiz(kraft)werken in Wärmenetze. Das Landesamt für Natur, Umwelt und Verbraucherschutz NRW (LANUV) erstellt derzeit (2018) im Auftrag des Ministeriums für Wirtschaft, Innovation, Digitalisierung und Energie (MWIDE) für NRW eine entsprechende Potenzialstudie für industrielle Abwärme (vgl. EnergieAgentur NRW 2018).

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Allgemeine Vorbemerkung zu den Szenarien:

Die drei Szenarien „Strom“, „CCS“ und „PtX-Import“ zielen auf eine fokussierte Anwendung entsprechender Energieträger bzw. Technologien in den Sektoren Industrie und Verkehr. Für die Wärmeversorgung von Gebäuden in NRW wurden in allen drei Szenarien die gleiche Mischversorgung mittels Wärmepumpen, Fernwärme und Gas angenommen. Die hier untersuchten Szenarien sagen daher wenig über notwendige infrastrukturelle Änderungen im Bereich Wärmeversorgung aus. Nachfolgend werden daher eher allgemeine Aussagen getroffen, inwieweit die drei Dekarbonisierungspfade Auswirkungen auf die Wärmenetzinfrastruktur haben kann.

Für das Szenario *Strom 2050* könnte eine intensive Elektrifizierung industrieller Prozesse einen Rückgang des industriellen Fernwärmebezugs bedeuten, insbesondere im Bereich der Versorgung mit Dampf bzw. Hochtemperaturwärme. Andererseits bieten gerade Wärmenetze das Potenzial, zukünftig Strom als Energieträger (Power-to-Heat) in ökologisch und ökonomisch sinnvoller Weise einzusetzen, sei es über Elektrodenkessel zur Nutzung „überschüssigen“ EE-Stroms oder durch Grundlast-Wärmepumpen. Hier kann Strom eine sinnvolle Ergänzung zu anderen CO₂-freien Wärmeeinspeisern wie erneuerbare Wärme (Solarenergie, Biomasse, synthetische Gase, Umgebungs- und Geothermiewärme), industrielle Abwärme und Wärme aus Müllheiz(kraft)werken darstellen. Wie sich die gegenläufigen Auswirkungen „mehr indirekte PtH im Wärmenetz“ und „weniger Fernwärmebezug durch direkten PtH-Einsatz in der Industrie“ im Einzelnen darstellen, ist eine offene Forschungsfrage.

Rolle der Infrastruktur im Szenario iCCS 2050

Bitte den allgemeinen Absatz unter „Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050“ beachten!
In einem iCCS-Szenario kann mittels CO₂-Abscheidung weiterhin Wärme in zentralen industriellen Kesseln und effizienten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen aus fossilen Brennstoffen, Biomasse oder Abfallstoffen produziert werden. Diese Anlagen sind insbesondere auch in der Lage, Dampf bereitzustellen.

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

Bitte den allgemeinen Absatz unter „Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050“ beachten!
Der Dampfbedarf von Industrieparks und Papierfabriken wird mit methanbefeuerten Kesseln (ohne Kraft-Wärme-Kopplung) gedeckt. Industrielle Wärmenetze können zwar weiterhin genutzt werden, um Dampf auf verschiedenen Druckstufen zentral erzeugen zu können und Abwärmeströme zu integrieren, durch den Verzicht auf die KWK entsteht jedoch ein gewisser Anreiz zu stärker dezentraler Erzeugung.

3.3.2 Zentrale Großwärmespeicher



Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Abhängig vom physikalischen Funktionsprinzip werden drei verschiedene Speichertypen unterschieden (vgl. EnergieAgentur.NRW 2018; vgl. VDE 2015):

1. **Sensible Speicher** sind die verbreitetste Form. Sie nutzen Temperaturänderungen des Speichermediums (fühlbare Wärme). In der Regel werden flüssige Speichermedien (meist Wasser), seltener feste Materialien wie z.B. Kies, Beton oder Erdreich verwendet. Nach Bauform werden Behälter-Speicher (Stahl, Beton, GfK...) und natürliche Formationen nutzende Erdbecken-, Erdsonden- und Aquifer-Speicher unterschieden (vgl. Saisonalspeicher.de 2018). Bei sensiblen und insbesondere bei kleinen Speichern ist eine gute Dämmung wichtig, da die Wärmeverluste von der Temperaturdifferenz (innen zu außen) und vom Volumen-zu-Oberflächen-Verhältnis abhängen.
2. **Latentwärme-Speicher** speichern die Wärme (überwiegend) in latenter Form, also durch einen Phasenwechsel¹³ des Speichermediums (z.B. Wasser/Eis oder eine Salzlösung) bei konstantem Temperaturniveau. Bei der Speicherung latenter Wärme treten keine Wärmeverluste auf. Zudem erlaubt dieses Speicherkonzept die Aufnahme von relativ großen Wärmemengen bei 10- bis 20-fach höheren Energiedichten¹³ als bei sensiblen Speichern und bei weitgehend konstanter Betriebstemperatur.
3. **Thermo-chemische Speicher** werden in Sorptionsspeicher (Adsorption und Absorption) und in Speicher mit reversiblen chemischen Bindungen unterteilt. Sie nutzen die Bindungsenergie eines flüssigen Mediums (i.d.R. Wasser) im bzw. am flüssigen oder festen Speichermedium (i.d.R. Zeolithe, Silicagel und Metallhydride). Wie beim Latentwärmespeicher ist auch dieses Speicherprinzip verlustfrei und durch noch höhere Energiespeicherdichten gekennzeichnet. Die Technologie befindet sich jedoch noch größtenteils in der Grundlagenforschung.

Die aktuellen Technologiereifegrade (TRL = Technology Readiness Level) für die oben beschriebenen Speichertypen sind im TFE-Technologiebericht (vgl. Wuppertal Institut et al. 2017) abgebildet.

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Große zentrale Wärme- bzw. Kältespeicher sind ein wichtiger Bestandteil von Wärme- und Kältenetzen, um sowohl tägliche und saisonale Schwankungen in der Produktion und Nachfrage von Wärme bzw. Kälte ausgleichen zu können. Auf diese Weise können Produktionsanlagen kleiner ausgelegt, der Einsatz von Spitzenlastkesseln sowie von kosten- und brennstoffintensiven Kraftwerksanfahrvorgängen reduziert und insgesamt ein ökonomisch optimierter Betrieb realisiert werden. Die Flexibilität lässt sich insbesondere bei gekoppelter Erzeugung von Wärme/Kälte und Strom in KW(K)K-Anlagen¹⁴ erhöhen und erlaubt dadurch z.B. eine verbesserte Teilnahme am Regelenergiemarkt. Zunehmende Bedeutung erhalten große Wärmespeicher dadurch, dass sie auch in der Lage sind, fluktuierend erzeugte erneuerbare Wärme, z.B. aus großen Solarthermiefeldern oder aus Power-to-Heat-Anlagen zwischenspeichern. Typische Anwendungsfälle von thermischen Speichern sind (vgl. Prognos 2011; vgl. AEE 2017):

¹³ Diese Speicher werden daher auch als PCM-Speicher (eng: Phase Change Materials) bezeichnet.

¹⁴ KW(K)K: Kraft-Wärme(-Kälte)-Kopplung

- Erhöhung der Stromproduktion, in Zeiten hoher Stromnachfrage und geringer Einspeisung erneuerbarer Energien, durch Senkung der Wärmeauskopplung;
- Abschaltung der KWK-Anlage, in Zeiten mit niedrigen Strompreisen;
- Elektrische Beheizung des Wärmespeichers (optional) in Zeiten mit sehr niedrigen bzw. negativen Strompreisen.

Mengengerüst

Beispiele für Großwärmespeicherprojekte mit *oberirdischen, freistehenden Speichern* in Fernwärmesystemen sind der atmosphärische Zwei-Zonen-Wärmespeicher im Fernwärmesystem der Stadtwerke Duisburg (vgl. Stadtwerke Duisburg 2018) (Inbetriebnahme 2018, 43.000 m³, 1.450 MWh), in Nürnberg (2014, Holzhackschnitzel-Heizkraftwerk in Kombination mit Zwei-Zonen-Wärmespeicher und 2 x 25 MW Elektroheizern, 33.000 m³, 1.500 MWh) oder Kiel (2016, 40.000 m³) (vgl. Bilfinger 2018; vgl. AEE 2017). Neben Duisburg haben zahlreiche weitere Stadtwerke in NRW (u.a. in Bochum, Düsseldorf, Münster, Oberhausen) große, in Fernwärmenetze integrierte Behälter-Wärmespeicher realisiert.

Die nachfolgende Übersicht zeigt Pilotanlagen für große *saisonale* Wärmespeicher in Wärmenetzen. Der einzige saisonale Großspeicher in NRW befindet sich in Steinfurt und ist dort an Deutschlands erste Solarsiedlung Nordrhein-Westfalens angeschlossen.

Übersicht über große saisonale (erdvergrabene) Wärmespeicher in Wärmenetzen

Ort	Betrieb	Komponenten & Erzeuger	Kapazität	Kosten
I. Behälterspeicher				
Friedrichshafen	1996	2 Gaskessel, solarthermische Flachkollektoren (4.050 m ² _{Apertur})	675 MWh / 12.000 m ³	1.351.642 € / 117 €/ m ³
Hamburg I	1996 -2008	Gaskessel, Mini-BHKW, solarthermische Flachkollektoren (2.000 m ² _{Apertur})	260 MWh / 4.500 m ³	960.460 € / 213 €/ m ³
Hamburg II	2010	KWK-Fernwärme, Gaskessel	240 MWh / 4.150 m ³	k.A.
Hannover	2000	Solarthermische Flachkollektoren (1.350 m ² _{Apertur}), geplanter solarer Deckungsanteil: 39%, Fernwärme	160 MWh / 2.750 m ³	664.680 € / 242 €/ m ³
München	2007	Solarthermische Flachkollektoren (2.700 m ² _{Apertur}), Absorptions-Wärmepumpe, Fernwärme;	330 MWh / 5.700 m ³	953.000 € / 167 €/ m ³ WÄ
II. Erdbeckenspeicher				
Augsburg	1998	Solarthermische Flachkollektoren (2.000 m ² _{Apertur}),	k.A.	k.A.
Chemnitz	2000 - 2008	Gaskessel, Vakuum-Röhrenkollektoren (540 m ² _{Apertur} , solarer Deckungsanteil 1. Bauphase: 30 %)	310 MWh / 8.000 m ³ (5.360 m ³ WÄ)	629.100 € / 117 €/ m ³ WÄ
Eggenstein	2008	Kies-Wasser-Speicher, Gaskessel, Wärmepumpe, solarthermische Kollektoren (1.600 m ² _{Apertur}),	175 MWh / 4.500 m ³ (3.000 m ³ WÄ)	433.000 € / 144 €/ m ³ WÄ
Steinfurt	1998	Kies-Wasser-Speicher, Solarthermische Flachkollektoren (510 m ² _{Apertur} , solarer Deckungsanteil: 36 %), Gaskessel, Pufferspeicher	k.A. / 1.500 m ³	k.A.

Stuttgart	1985 - 2002	Solarabsorber (max. 50 °C), Wärmepumpe	k.A.	k.A.
III. Erdsondenspeicher				
Attenkirchen	2002	Behälter- + Erdsonden-Wärmespeicher, Solarthermische Flachkollektoren (800 m _{Apertur} ²), Wärmepumpe	165 MWh / 500 m ³ (Behälter) + 9.350 m ³ (Erdsonden) (2.850 m ³ WÄ)	308.500 € 109 €/ m ³ WÄ
Crailsheim	2008	Fernwärme, Wärmepumpe, Solarthermische Flachkollektoren (7.500 m _{Apertur} ² , solarer Deckungsanteil: 50 %), 2 Heißwasser-Pufferspeicher (100 m ³ + 480 m ³)	580 MWh / 37.500 m ³ (10.000 m ³ WÄ)	592.600 € 59 €/ m ³ WÄ
Neckarsulm	2001	Solarthermische Flachkollektoren (5.670 m _{Apertur} ²), Gaskessel, 2 * 100 m ³ Pufferspeicher, Wärmepumpe	k.A. / 63.360 m ³	
IV. Aquiferspeicher				
Berlin	1999	zwei Brunnen (285 m – 315 m Tiefe), 2 KWK-Anlagen, 3 Absorptionswärmepumpen, 1 Boiler, 2 Kältekompressoren	warm: 100 m ³ /h (max. 70 °C) kalt: 5 * 60 m ³ /h	k.A.
Neubrandenburg	2005	Geothermie, GuD Kraftwerk, Heizkessel, Absorptionswärmepumpe	k.A.	k.A.
Rostock	2000	Brunnen (ca. 30 m Tiefe), Solarthermische Flachkollektoren (980 m _{Apertur} ²), Kessel, Wärmepumpe; Gas-Brennwertkessel, Pufferspeicher, TWW-Speicher	max. 50°C 20.000 m ³	k.A.

WÄ = Wasseräquivalent

Quelle: Eigene Darstellung nach Saisonalspeicher.de

Zentrale Akteure in NRW

Wichtige Akteure für thermische Großspeicher sind die Betreiber großer (Uniper Wärme, RWE Fernwärme, Steag etc.) und kleiner Fernwärmenetze sowie zahlreiche regional und kommunal tätige Stadtwerke, insbesondere in großstädtischen Ballungsräumen. Relevante Verbände sind der AGFW (Der Energieeffizienzverband für Wärme, Kälte und KWK e. V.) in Frankfurt als Lobbyverband der Fernwärmeversorger und der BVES (Bundesverband Energiespeicher e. V.) in Berlin, daneben noch der VKU (Verband kommunaler Unternehmen e.V.), der BDEW (Bundesverband der Energie- und Wasserwirtschaft e. V. i) und der VIK (Verband der Industriellen Energie- und Kraftwirtschaft e.V.). Zukünftige Bedeutung hinsichtlich des Ausbaus und der Speicherung erneuerbarer Fernwärme kommen z.B. dem Landesverband Erneuerbare Energien NRW e.V. (LEE) zu sowie Geothermie-, Solarenergie- und Biomasseverbänden. Eine zentrale Verantwortung tragen insbesondere die Kommunen. Sie waren und sind in Ländern, die bereits große Erfolge bei der Dekarbonisierung ihrer Wärmenetze zu verzeichnen haben (insbesondere Dänemark), zentrale Treiber der Entwicklung.

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Derzeit existiert keine grenzüberschreitende Nutzung von Wärmespeichern in Nordrhein-Westfalen.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Aktuell werden mit dem nationalen BMWi-Förderprogramm „Modellvorhaben Wärmenetzsysteme 4.0“ (seit Juli 2017) erstmals systematisch zahlreiche Projekte im Bereich der Wärmeinfrastruktur angestoßen, die im weitesten Sinne die zum Erreichen der Klimaschutzziele erforderliche Dekarbonisierung der Wärmenetze vorantreiben (vgl. Bafa 2018). Dazu gehören u.a. Vorhaben zur Erhöhung der Anteile der KWK und der erneuerbaren Wärme (Solar-, Bio-, Umgebungs- Geothermiewärme, PtG und PtH aus erneuerbarem Strom), die häufig mit der Integration großer (Tages- und saisonalen) Wärme- und Kältespeichern einhergehen. Auch bei der Einbindung industrieller Abwärme können thermische Speicher (insbesondere Hochtemperatur-Speicher) eine wichtige Rolle spielen. Weitere Fördermittel auf nationaler Ebene gibt es über das Kraft-Wärme-Kopplungsgesetz (KWKG). In NRW werden über das progres.nrw-Programm reguläre Speicher in Fernwärme- und -kältenetzen im Programmbereich *Wärme- und Kältenetze* und besondere Wärme- und Kältespeicher (wie z. B. Latentwärmespeicher oder Eisspeicher) im Bereich *Markteinführung - Wärmenetze und Energiespeicher* gefördert.

Rolle der Infrastruktur im Szenario Strom 2050

Allgemeine Bemerkung zu den Szenarien:

Wärmespeicher sind ein Teil der Wärmenetzinfrastruktur. Die drei Szenarien „Strom“, „CCS“ und „PtX-Import“ zielen auf eine fokussierte Anwendung entsprechender Energieträger bzw. Technologien in den Sektoren Industrie und Verkehr. Für die Wärmeversorgung von Gebäuden in NRW wurden in allen drei Szenarien die gleiche Mischversorgung mittels Wärmepumpen, Fernwärme und Gas angenommen. Die hier untersuchten Szenarien sagen daher wenig über notwendige infrastrukturelle Änderungen im Bereich Wärmeversorgung - dazu gehören auch die thermischen Großspeicher - aus. Inwieweit die drei Dekarbonisierungspfade Auswirkungen auf die Wärmenetzinfrastruktur allgemein haben, wird im Infrastruktur-Steckbrief „3.1 Wärme- und Kältenetze“ näher beschrieben.

Rolle der Infrastruktur im Szenario CCS 2050

S.O.

Rolle der Infrastruktur im Szenario PtX-Import 2050

S.O.

3.4 Flüssige Grund- und Brennstoffe



3.4.1 Rohstoffpipelinennetz

Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Deutschland ist in ein europaweites Netz an Ölpipelines eingebunden, NRW wird hierbei primär aus Hamburg und Rotterdam versorgt, die Verbindungen aus Norddeutschland, Belgien und den Niederlanden haben entsprechend große Relevanz. Süddeutschland hat eine separate, nicht mit NRW verknüpfte Ölpipelineinfrastruktur, die mit den südfranzösischen Mittelmeerhäfen verbunden ist. (vgl. ECSPP 2018)

Hauptakteure sind RRP (Rotterdam-Rhein-Pipeline) und NWO (Nord-West-Oelleitung GmbH).

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Da die Chemieindustrie in NRW überproportional stark auf die Erzeugung von Basischemikalien aus Erdöl ausgerichtet ist, (vgl. ECSPP 2018) kommt den Erdöl- und Erdölderivatpipelines hier eine besonders wichtige Rolle zu. Die größten Raffinerie-Standorte in NRW sind Gelsenkirchen (Bedarf: ca. 13 Mt Rohöl) und Köln (ca. 16,5 Mt Rohöl) (vgl. MWV 2016).

Mengengerüst

Es bestehen ca. 500 km Ölpipelines in NRW; bedeutendste Verbindungen sind die RRP von Rotterdam über Venlo, Rheydt und Raunheim mit 434 km und NWO von Wilhelmshaven bis Wesseling/Köln mit 353 km, sowie eine Pipeline von Wilhelmshaven bis Hünxe/Dinslaken mit 244 km (jeweils Gesamtlänge). Übliche Pipelineauslastungen liegen in NRW bei knapp 30% (vgl. Jungbluth 2007)

Der deutsche Rohölbedarf liegt weitgehend stabil bei ca. 94 Mt/a, mit einem jährlichen Transport von ca. 18 Mrd. tkm/a, dermit 1,2 % jährlich ansteigt (vgl. Forschungsinformationssystem 2017). Der Rohölexport nach NRW beträgt 31 Mt.

Der Durchfluss in Brennwerteinheiten (Heizwert 43,2 MJ/kg, Brennwert 45,8 MJ/kg, Dichte 0,86 kg/l) beträgt damit in Deutschland 1200 TWh und in NRW ca. 400 TWh; der Energiebedarf für den Transport beträgt je nach Pipeline zwischen ca. 5,5 Wh/tkm (bei geringer Steigung, z. B. RRP) und ca. 16 Wh/tkm mit Steigung (z. B. NWO, 0,18 %). (3,4)

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

NRW importiert Rohöl aus den Niederlanden (RRP) und Norddeutschland (NWO), welches jeweils vorwiegend per Schiff in den entsprechenden Nordseehäfen angelandet wird.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Derzeit sind keine konkreten Ausbau- oder Stilllegungspläne bekannt.

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „Strom 2050“

Die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (Methanol für die Schifffahrt, Kerosin für den Luftverkehr) und eine Methanol-basierte (P2C-)Kunststoffindustrie machen den Rohölexport weitgehend überflüssig. Die bestehende Infrastruktur kann weitgehend abgebaut oder umgewidmet werden.

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „ICCS 2050“

Es werden weiterhin nahezu gleichbleibend große Mengen Rohöl importiert, die Pipeline-Infrastruktur für den Rohstoff Erdöl bleibt damit weitgehend unverändert bestehen.

Rolle d. Infrastruktur im Landscaping-Szenario „PtX-Import 2050“

Große Mengen Methanol und geringere Mengen synthetisches Kerosin werden importiert,

was Pipelines von Hamburg/Wilhelmshaven, Antwerpen und Rotterdam erforderlich macht. Zugleich ersetzen diese Importe die Rohölimporte weitestgehend, was große Leitungskapazitäten zur Umwidmung freigibt. Die Hauptverbraucher sind wie bisher Raffinerien an der Rheinschne (für Methanol-to-Olefinen, MtO), sowie Tanklager bzw. Abfüllstationen für Tankfahrzeuge.

3.4.2 Zwischenprodukte-Pipelines
**Wuppertal
Institut**
Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Die prinzipiell für Pipelines geeigneten flüssigen Petrochemie-Produkte sind Benzin, Naphtha, Kerosin, Diesel, Heizöl EL und S, Bitumen, Ethylen, Propylen.

NRW ist an das Westeuropäische Ethylen-Pipelinennetz angeschlossen (vgl. ChemSite-Initiative 2007; vgl. Kobiela und Vallentin 2016; vgl. ChemCologne 2018), sowie an die Propylenversorgung aus Rotterdam über Antwerpen. Entlang der Propylenleitung wurden um 2009 zudem CO-, H₂-, Erdgas- und Synthesegaspipelines errichtet. Es bestehen ferner Rohrleitungen für Stickstoff und Sauerstoff (oftmals auf den gleichen Strecken wie H₂).

Chemiestandorte in Ostdeutschland (u. a. Leuna) sind bei Ethylen nicht mit NRW verbunden, allerdings mit Hamburg/Stade und Tschechien (vgl. ECSPP 2009)

Da die Chemiecluster in NRW (Köln und Ruhrgebiet) sowohl intern sehr integriert sind als auch viele Zwischenprodukte austauschen, existieren hier schon diverse Produkt-Pipelines. Dieser enge Austausch dürfte sich noch verstärken und bietet zugleich eine erhöhte Flexibilität NRWs bei einem Übergang hin zu Power-to-Chemicals (P2C).

Die für NRW wesentlichen Komponenten des westeuropäischen Ethylenpipelinennetzes sind die RMR (Pipeline von/nach Rotterdam über Antwerpen und Oel in NRW bis Karlsruhe in Baden-Württemberg) (vgl. MWV 2016) und das Pipelinennetz der Äthylen-Rohrleitungsgesellschaft (ARG) (vgl. ChemSite-Initiative 2007; vgl. ECSPP 2009; vgl. Kobiela und Vallentin 2016) Teilhaber der ARG sind Westgas GmbH & Co KG, Bayer AG, DSM Hydrocarbons B. V., Sasol Germany GmbH, BASF AG, und BP (im Namen der Veba Oel Refining & Petrochemicals) (vgl. ECSPP 2009)

Ferner betreibt die Bayer AG eine CO-Pipeline, Synthesegas wird von BOC transportiert, Öl-Derivate von der Rhein- Main-Rohrleitungstransportgesellschaft m. b. H (RMR).

Es besteht ein Heizöl-Verteilnetz zu allen Städten in NRW, das bei langfristiger Umstellung auf andere Heizungssysteme zur anderweitigen Verfügung frei werden dürfte.

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Da die Chemieindustrie in NRW überproportional stark auf die Erzeugung von Basischemikalien ausgerichtet ist, (vgl. Kobiela und Vallentin 2016) kommt den Produktenpipelines hier eine besonders wichtige Rolle zu, die Vernetzung von Standorten liefert (noch) Wettbewerbsvorteile gegenüber anderen Weltregionen.

Mengengerüst

Derzeit beträgt der Nettoimport von Ölprodukten nach NRW ca. 8 Mt. Ethylenpipelines von über 250 km führen von Marl nach Rheinberg, von Oberhausen über Köln entweder von/nach Antwerpen (Belgien) oder nach Frankfurt, mit Verbindungen nach Süddeutschland (u. a. zum bayerischen Chemiedreieck) (vgl. ECSPP 2009).

Ebenso verbinden Propylenpipelines verbinden Köln, Gelsenkirchen, Marl und Moers, sowie Antwerpen mit Köln/Worringen, es besteht aber keine Weiteranbindung an andere Regionen Deutschlands (vgl. ECSPP 2009; Petrochemicals Europe 2016).

Eine CO-Pipeline besteht zwischen Dormagen und Krefeld-Uerdingen (ca. 40 km), eine für Synthesegas zwischen Duisburg-Meiderich und Krefeld-Uerdingen (ca. 20 km) (vgl. ECSPP 2009).

Ölderivate wie Naphtha, Benzin, Diesel, Heizöl und Kerosin werden von RMR von der deutsch-niederländischen Grenze bei Venlo in NRW nach Süden bis nach Frankfurt und Ludwigshafen transportiert (vgl. ECSPP 2009).

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Alle Leitungen sind ausschließlich landgebunden, das Ethylennetz erstreckt sich nach Belgien und in die Niederlande. Anfang der 2000er wurde der hohe Propylenbedarf des Ruhr-

gebiets über jährliche Binnenschiff- und Schienentransporte von ca. 600.000 t Propylen aus Rotterdam gedeckt, weitere Proylenpipelines wurden um 2009 als Verbindung zwischen Antwerpen und dem Ruhrgebiet installiert (vgl. ECSPP 2009)

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Die Integration und Vernetzung der Chemiestandorte und vor allem der Ausbau des euroäischen Ethylenetzes dürften weiter voran gehen. Ebenso wird der Transport von Kuppelgasen sowie von CO und CO₂ künftig weiter an Bedeutung gewinnen. Szenarienabhängig werden umfangreiche Methanolpipelines als neues, bislang nicht vorhandenes Element benötigt. Zum jetzigen Zeitpunkt sind keine derartigen Planungen bekannt.

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „Strom 2050“

Die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (Methanol für die Schifffahrt, Kerosin für den Luftverkehr) und eine Methanol-basierte (P2C-)Kunststoffindustrie erfordern den Aufbau eines Methanolnetzes. Der CO₂-Umsatz beträgt 25 Mt, hiervon wird ein Teil in Pipelines geführt und stofflich weitergenutzt, vorwiegend für die Kunststoffherstellung.

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „ICCS 2050“

Der CO₂-Umsatz beträgt 114 Mt, hiervon werden knapp 50 Mt mittels CCS eingefangen, ein etwa halb so großer Anteil wird stofflich genutzt. Vor allem der Ausbau einer CO₂-Infrastruktur steht im Vordergrund, um die CO₂-erzeugenden und -nutzenden Standorte, sowie Lagerstätten miteinander zu verbinden. Zudem werden aus der Atmosphäre knapp 50 Mt CO₂ sequestriert und dem Stoffkreislauf zugeführt.

Rolle d. Infrastruktur im Landscaping-Szenario „PtX-Import 2050“

Große Mengen (ca. 19 Mt) Methanol werden importiert sowie ca. 1 Mt synthetisches Kerosin, was Pipelines von Hamburg/Wilhemshaven, Antwerpen und Rotterdam erforderlich macht. Die Hauptverbraucher sind Raffinerien an der Rheinschne (für Methanol-to-Olefinen, MtO), sowie Tanklager bzw. Abfüllstationen für Tankfahrzeuge. Es werden aus der Atmosphäre über 50 Mt CO₂ sequestriert und dem Stoffkreislauf zugeführt. Der CO₂-Umsatz beträgt 75 Mt, wovon nur ein geringer Teil in Produkten gebunden wird.

3.4.3 Methanol-Pipelines



**Wuppertal
Institut**

Definition und Beschreibung der Infrastruktur

Methanol als flüssiger Energieträger ist prinzipiell dafür geeignet in langen Rohrleitungen transferiert zu werden. Beispielsweise ist bereits 1986 in Kanada bewiesen worden, dass dies technisch möglich ist (vgl. Fishedick und Fink 2018). Allerdings sind die aktuell benötigten und produzierten Methanolumengen in Deutschland zu gering, dass eine reine Methanolpipeline sich wirtschaftlich rentiert.

In Nordrhein-Westfalen gibt es zwei große Methanol Standorte. Zum einen ist das die Shell Raffinerie Wessling (435 kt Methanol/a) mit dem Werk Nord in Köln-Godorf und das Werk Süd in Wessling und zum anderen die BP Raffinerie in Gelsenkirchen (300 kt Methanol/a) mit den Werken in Scholven und in Horst (vgl. Fishedick und Fink 2018). Auf dem Raffineriegelände selbst wird das Methanol während des gesamten Methanolsynthese-Prozesses in Pipelines geführt. Außerdem sind die jeweiligen Werke beider Raffinerien, aufgrund ihrer räumlichen Nähe, mit Methanolpipelines miteinander verbunden. Aufgrund der geringen Produktionsmenge wird ein Großteil des Methanols per Binnenschifffahrt an die Kunden geliefert – z. B. rheinaufwärts. Die Raffinerie Wessling ist direkt am Rhein gelegen und nutzt hierfür den Raffinerieeigenen Hafen Wessling sowie den Hafen Köln-Godorf. Die beiden Werke in Gelsenkirchen betreiben Rohrleitungen zu dem Bottroper- und Gelsenkirchnerhafen, da diese nicht unmittelbar an der Ruhr gelegen sind. Des Weiteren werden Rohrleitungen zu ausgewählten Großabnehmern, welche räumlich sehr nahe gelegen sind, unterhalten – beispielsweise der Chemiepark in Marl oder Ineos Phenol in Gladbeck (vgl. Esser und Wölke 2015).

Rolle der Infrastruktur in Nordrhein-Westfalen

Da die Chemieindustrie bzw. die Methanolproduktion und ihre Nachfrage in NRW gesehen an der gesamtdeutschen Produktion sehr hoch (ca. 70 %) ist haben sich einige wenige kurze Rohrleitungssysteme herausgebildet (vgl. VCI 2017). Diese Vernetzung von Produzent aufgrund der räumlichen Nähe, stellen einen starken Wettbewerbsvorteil für den Standort Nordrhein-Westfalen dar. Außerdem ist ein gewissen Know-How für die Anforderungen an Methanolpipelines schon an den Standorten vorhanden.

Mengengerüst

Im Jahr 2016 importierte Deutschland ca. 1,32 Mt Methanol. Der Großteil entfällt hierbei auf die europäische Union. Gleichwohl sind 0,31 Mt Methanol exportiert worden, sodass sich ein Nettoimport von 1,01 Mt Methanol ergibt. Im Vergleich zum Jahr 2011 ist damit ein leichter Rückgang der Importe zu verzeichnen – damals Betrug der Nettoimport 1,27 Mt Methanol (vgl. VCI 2017).

Die heimische Methanolproduktion bewegt sich in einer ähnlichen Größenordnung. So gibt der Verband der chemischen Industrie e. V. eine Gesamtmethanolproduktion von etwa 1,03 Mt für das Jahr 2011 und 1,04 Mt für das Jahr 2016 an (vgl. VCI 2017).

Anbindung der Infrastruktur an angrenzende Bundesländer und Staaten

Aktuell gibt es weder reine Methanol Rohrleitungen noch Produktenrohrleitungen, welche zeitlichweilig Methanol führen, die Nordrhein-Westfalen mit den seinen Nachbarn verbindet. Eine wichtige Rolle spielt der Rhein als Seestraße. Zum einen gelangt so importes Methanol nach Nordrhein-Westfalen, zum anderen kann importiertes oder produziertes Methanol – in den Raffinerien Wessling und Gelsenkirchen – weiter in den Süden verschifft werden. Für geringere Mengen werden schon heute Kesselwagen der Bahn sowie Tanklastwagen genutzt.

Absehbare mittelfristige Entwicklungen

Aktuell deutet nichts darauf hin, dass in Deutschland eine reine Methanolpipeline geplant ist. Hierfür müsste die heimische Nachfrage stark steigen, um eine Rohrleitung wirtschaftlich betreiben zu können.

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „Strom 2050“

Die Produktion von synthetischen Kraftstoffen (Methanol für die Schifffahrt, Kerosin für den Luftverkehr) und eine Methanol-basierte (P2C-)Kunststoffindustrie erfordern den Aufbau eines Methanolnetzes. Der CO₂ -Umsatz beträgt 25 Mt, hiervon wird ein Teil in Pipelines geführt und stofflich weitergenutzt, vorwiegend für die Kunststoffherstellung.

Rolle der Infrastruktur im Landscaping-Szenario „ICCS 2050“

Methanol spielt in diesem Szenario eine untergeordnete Rolle.

Rolle d. Infrastruktur im Landscaping-Szenario „PtX-Import 2050“

Große Mengen (ca. 19 Mt) Methanol werden importiert sowie ca. 1 Mt synthetisches Kerosin, was Pipelines von Hamburg/Wilhelmshaven, Antwerpen und Rotterdam erforderlich macht. Die Hauptverbraucher sind Raffinerien an der Rheinschne – für Methanol-to-Olefinen (MtO), sowie Tanklager bzw. Abfüllstationen für Tankfahrzeuge. Es werden aus der Atmosphäre über 50 Mt CO₂ sequestriert und dem Stoffkreislauf zugeführt. Der CO₂ -Umsatz beträgt 75 Mt, wovon nur ein geringer Teil in Produkten gebunden wird.